

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ СССР

МОСКОВСКИЙ ордена ЛЕНИНА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

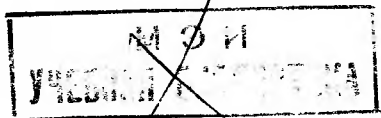
Кафедра тепловых электрических станций

Л. А. РИХТЕР, А. М. КНЯЗЕВ

Утверждено
Учебным управлением МЭИ
в качестве учебного пособия
для студентов

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ, ОБОРУДОВАНИЕ И ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Конспект лекций по разделам: золоуловители, дымовые
трубы и регенеративные подогреватели

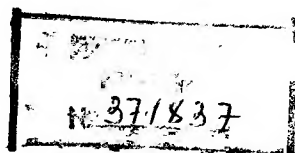


Редактор КУЛИКОВ В. Е.



621.3

P 55



ПРЕДИСЛОВИЕ

В данном учебном пособии изложены разделы курса «Вспомогательные установки, оборудование и трубопроводы тепловых электрических станций» по золоуловителям, вопросам охраны воздушного бассейна и дымовым трубам ТЭС, написанные профессором Рихтером Л. А. и раздел по регенеративным подогревателям, написанный доцентом Князевым А. М. Эти разделы в течение ряда лет читались авторами для студентов специальности «Тепловые электрические станции». В главе «Регенеративные подогреватели» не представлен тепловой, гидравлический и механический расчеты подогревателей. Эти разделы будут изложены в соответствующих учебных пособиях и, в частности, во II-м издании пособия «Тепловой расчет станционных теплообменников».

ВВЕДЕНИЕ

Среди источников загрязнения атмосферного воздуха населенных мест по интенсивности и дальности распространения выбросов первое место занимают тепловые электрические станции, потребляющие около половины добываемого в стране топлива. В настоящее время наращивание мощностей осуществляется за счет блоков мощностью 300, 500 и 800 *Мвт* на электростанциях, мощность которых измеряется миллионами киловатт. Увеличение мощности электростанций увеличивает выброс вредностей в месте ее нахождения, к которым относятся зола топлива и сернистый газ. При этом следует иметь в виду, что по мере выработки угольных бассейнов зольность топлива возрастает, начинают разрабатываться угольные бассейны с весьма высокой зольностью как, например, экибастузский. В Европейской части СССР широкое применение получают высокосернистые топлива, такие как мазуты Башкирской АССР, отсеvy донецких газовых углей.

Тепловая электростанция мощностью 2400 *Мвт* на тощем донецком угле или сернистом мазуте выбрасывает в воздух 1000 *т* сернистого ангидрида, который распространяется на площади более 1000 квадратных километров. Такая же электростанция на экибастузском угле выбрасывала бы в воздух 10 000 тонн золы в сутки, если бы на ней не было установлено золоуловителей.

Санитарными органами в СССР установлены весьма жесткие предельно-допустимые концентрации в атмосферном воздухе на уровне дыхания человека: для летучей золы — 0,5 *мг/м³* и для сернистого ангидрида — 0,5 *мг/м³*. Кроме этих веществ в выбросах электростанций обнаруживаются окислы мышьяка, азота, а на мазутах — ванадия.

Если в части очистки газов от золы применяются эффективные устройства, то для окислов серы ни в мировой практике, ни в СССР пока не разработаны экономически оправданные способы борьбы с этой вредностью. Вследствие этого

на ряде топлив именно сернистый ангидрид может явиться фактором, лимитирующим предельную мощность электростанции.

Наиболее высокую концентрацию SO_2 дают при сжигании угли: подмосковный, отсеvy газового угля, тощий донецкий, а также высокосернистый мазут.

В настоящее время задача снижения концентрации сернистого газа в основном решается за счет устройства труб очень большой высоты. В СССР за последние годы установлены дымовые трубы высотой 250 м, которые являются самыми высокими в стране. При этих трубах мощность электростанций на большинстве топлив пока не лимитируется, однако на высокосернистом мазуте и донецких тощих углях она ограничивается примерно мощностью 2700 Мвт, а при сжигании отходов донецких газовых углей 2000 Мвт.

По мере дальнейшего укрупнения ТЭС приходится идти на еще большие высоты дымовых труб. Уже сейчас в СССР строятся трубы высотой 320 м. Особое значение как для ГРЭС, так и для ТЭЦ приобретают многоствольные дымовые трубы, позволяющие снизить капитальные затраты при сохранении высокой надежности.

I. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Количество SO_2 выбрасываемой в минуту из дымовой трубы электростанции определяется по формуле

$$M_{\text{SO}_2} = \frac{B \cdot 2 \cdot S^p}{100} \frac{10^6}{3600}, \text{ г/сек} \quad (1-1)$$

где B — часовой расход топлива на электростанции, т/ч ,
 S^p — доля золы рабочая, %.

В формулу, входит коэффициент 2, поскольку молекулярный вес сернистого ангидрида в два раза больше молекулярного веса свободной серы.

После упрощения формула примет вид

$$M_{\text{SO}_2} = 2,78 \cdot 2 \cdot S^p \cdot B, \text{ г/сек} \quad (1-2)$$

Количество выбрасываемой золы определяется по формуле

$$M_z = 2,78 \left(A^p + q_4 \frac{Q_n^p}{8100} \right) B \cdot a_{\text{ун}} \cdot c_{3y}, \text{ г/сек} \quad (1-3)$$

здесь

A^p — рабочая зольность топлива, %,

q_4 — механический недожог, %,

Q_n^p — низшая теплота сгорания, ккал/кг ,

$a_{\text{ун}}$ — доля золы, уносимая из котла,

c_{3y} — коэффициент проскока золы через золоуловитель.

Коэффициент проскока через золоуловитель может быть представлен в следующей форме

$$c_{3y} = 1 - \eta_{3y} = \frac{G_{\text{вых}}}{G_{\text{вх}}} \quad (1-4)$$

где

$\eta_{3y} = \frac{G_{\text{вх}} - G_{\text{вых}}}{G_{\text{вх}}}$ — степень улавливания золоуловителя;

$G_{\text{вх}}$ — количество золы на входе в золоуловитель;

$G_{\text{вых}}$ — количество золы на выходе из золоуловителя.

Величина $q_4 \frac{Q_n^p}{8100}$ является поправкой на механический недожог, содержащейся в золе уноса. Доля золы, уносимая из котла, зависит от способа сжигания и для различных типов топок различна.

Таблица 1

№ п/п.	Тип топки	Доля золы, уносимой из котла
1	С холодной воронкой	0,85
2	С утепленной воронкой	0,75
3	С жидким шлакоудалением	
	однокамерная	0,60
	двухкамерная	0,35
4	С циклонной топкой	0,1

Формулы (1-2) и (1-3) носят несколько формальный характер, поскольку при использовании их в такой форме трудно сравнивать различные станции по степени, с которой они загрязняют атмосферу. В расчетах важно знание приведенной на 1000 ккал серы, а не рабочей, так как при одинаковом значении рабочей серы топливо с меньшей теплотой сгорания будет давать больший выброс. Аналогично для золы имеет существенное значение величина приведенной зольности.

Заменим в формулах (1-2) и (1-3)

$$B = b_y \cdot N \frac{7000}{Q_n^p}, \text{ т/час}$$

$$S^p = \frac{S^{np} \cdot Q_n^p}{1000}; \quad A^p = \frac{A^{np} \cdot Q_n^p}{1000}$$

Здесь b_y — удельный расход условного топлива брутто, кг/квт·ч;

N — мощность станции, МВт

$$M_{\text{SO}_2} = 19,5 \cdot 2 \cdot b_y \cdot S^{np} \cdot N, \text{ г/сек} \quad (1-5)$$

$$M_s = 19,5 \cdot b_y (A^{np} + 0,123q_4) \cdot a_{y_n} \cdot c_s \cdot y \cdot N, \text{ г/сек} \quad (1-6)$$

Расчет загрязнений ведется по тому компоненту, который имеет наибольший выброс. Условие, при котором вредности от серы и золы одинаковы представляется в виде

$$2S^{np} = (A^{np} + 0,123q_4) a_{y\kappa} \cdot c_{3y}$$

Поскольку зола оседает значительно быстрее серы (примерно в 2 раза), то последнюю формулу можно представить в виде

$$c_{3y} \leq \frac{S^{np}}{(A^{np} + 0,123q_4) \cdot a_{y\kappa}} = \frac{S^p}{\left(A^p + q_4 \frac{Q_{\kappa}^p}{8100}\right) a_{y\kappa}} \quad (1-7)$$

Таким образом, если просок золы меньше величины, стоящей в правой части, то наибольшую вредность представляет не зола, а SO_2 и по этой составляющей следует рассматривать состояние воздушного бассейна ТЭС. Далее приводятся данные по S^{np} и A^{np} для наиболее типичных топлив СССР.

Таблица 2

№ п/п.	Топливо	S^{np}	A^{np}	$c_{3y}^{max} \cdot 100\%$
1	Кузнецкий	0,064	1,11	6,5
2	Назаровский	0,19	2,35	10,3
3	Экибастузский	0,20	9,1	3,0
4	АШ	0,28	2,78	12,0
5	Тощий донецкий	0,41	2,32	22
6	Отсевы газового	0,56	3,14	23
7	Подмосковный	1,14	9,35	17
8	Мазут сернистый	0,43	—	—

c_{3y}^{max} — допустимый максимальный просок, при котором определяющим фактором для расчета вредностей остается сера. В настоящее время существуют эффективные способы улавливания золы, позволяющие в случае необходимости получить степень улавливания $\sim 0,995$ $c_{3y} < 0,005$. Гораздо сложнее проблема улавливания серы. Существует несколько способов сероулавливания, но ни один из них не позволяет пока создать эффективных и экономических установок,

II. СИСТЕМЫ ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЯ

1. Классификация золоуловителей

Чтобы выделить из газового потока частицы пыли, необходимо заставить их двигаться с некоторой относительной скоростью по направлению, не совпадающему с движением газа. Поэтому в основу классификации золоуловителей могут быть положены основные силы, которые в процессе улавливания действуют на частицы золы, заставляя их выделяться из газового потока. Применяемые в настоящее время золоуловители можно разбить на следующие основные группы:

а) сухие инерционные золоуловители, в которых взвешенные частицы отделяются от газа при помощи инерционных или центробежных сил. К этой группе золоуловителей относятся циклоны *Ц*, батарейные циклоны *БЦ*, прямоточные батарейные циклоны *ПБЦ*;

б) мокрые золоуловители, в которых взвешенные частицы отделяются от газа путем промывки или орошения их водой или путем улавливания частиц на водяной пленке. К этой группе относятся центробежные скрубберы *ЦС* и мокрые прутковые золоуловители *МП*, мокрые золоуловители с трубой Вентури;

в) электрофильтры, в которых взвешенные частицы золы отделяются от газа под действием электрических сил — это вертикальные пластинчатые электрофильтры *ДВП* и горизонтальные *ДГП*, *ДГПН*, *ПГЗ*, *ПГД* и *УГ*.

г) комбинированные золоуловители, в которых используются различные методы очистки. Обычно они составлены из двух аппаратов ранее перечисленных групп (например *БЦ—ПГД*). Данная классификация золоуловителей является несколько условной, так как отделение взвешенных частиц в любом золоуловителе происходит почти всегда под действием нескольких сил.

Выбор типа золоуловителя производят с учетом необходимого коэффициента очистки, а также учитывается ряд других факторов, о которых будет сказано далее.

2. Степень очистки золоуловителей

Степень очистки золоуловителей выражается формулой 1-4.

Наиболее важной характеристикой, влияющей на работу золоуловителей, является дисперсный состав золы. Характеристикой совершенства золоуловителя определенной конструкции служат присущие ему фракционные коэффициенты очистки

$$\eta_{\phi} = \frac{G_{\phi \text{ ул}}}{G_{\phi \text{ вх}}} = \frac{\Phi_{\text{ул}} \cdot G_{\text{ул}}}{\Phi_{\text{вх}} \cdot G_{\text{вх}}} = \frac{\Phi_{\text{ул}}}{\Phi_{\text{вх}}} \eta_{\text{изл}}, \quad (2-1)$$

где Φ — весовая доля пыли в некотором интервале размеров частиц Δx ;

$$\Phi = - \frac{dR}{dx}$$

где x — размер частицы;

R — процентное содержание частиц размером менее x .

Полный коэффициент очистки может быть подсчитан по фракционному составу золы, входящей в золоуловитель и по фракционным коэффициентам очистки

$$\eta = \Sigma \eta_{\phi} \frac{\Phi_{\text{вх}}}{100}, \% \quad (2-2)$$

Общий коэффициент очистки газа в двухступенчатом золоуловителе определяется по формуле:

$$\eta^{\text{общ}} = \eta^I + \eta^{II} \left(1 - \frac{\eta^I}{100} \right), \% \quad (2-3)$$

3. Сухие инерционные золоуловители

Циклонные золоуловители применяются, главным образом, для парогенераторов малой и средней мощности, особенно при слоевом сжигании. Это объясняется невысоким значением их к.п.д. и недостаточным улавливанием мелких фракций. Однако они могут применяться и для мощных парогенераторов в качестве первой ступени двухступенчатой золоулавливающей установки.

Рассмотрим основные соотношения, влияющие на степень улавливания в циклоне (рис. 2-1). Для упрощения рассуждений введем некоторые допущения:

а) улавливаемые частички имеют сферическую форму радиуса q ;

б) скорость газа по ширине канала равномерна и равна v . Скорость частички равна скорости газа;

в) различие кривизны траекторий частиц не учитывается и радиус принимается равным r — наружному радиусу циклона.

Вследствие центробежной силы частичка отбрасывается к периферии с силой

$$F_{цс} = \frac{4\pi \cdot \rho^3 \cdot \gamma_{ч} \cdot v^2}{3g \cdot r} \quad (2-4)$$

где ρ — радиус частицы, m ,
 $\gamma_{ч}$ — удельный вес частицы, kg/m^3 ;
 v — скорость газового потока, m/sec ;
 r — радиус циклона, m .

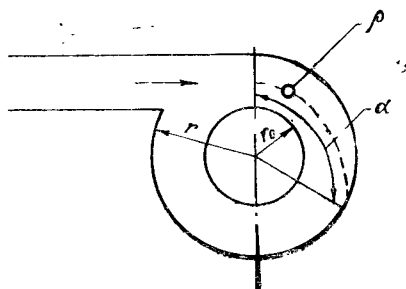


Рис. 2-1. Процесс улавливания пыли в циклоне

Этой силе противодействует сопротивление потока

$$F_{сопр} = c\pi \cdot \rho^2 \frac{\gamma \cdot w^2}{2g}, \quad (2-5)$$

Для частиц, размером более 200 $m\mu$ можно принять $c = const$. Для сферических частиц менее 50 $m\mu$ справедливо соотношение (стоксовская область)

$$F_{сопр} = 6\pi\mu r \cdot w \quad (2-6)$$

где μ — вязкость газов, $kg/sec/m^2$;
 w — скорость дрейфа частицы по радиусу циклона к стенке, m/sec .

Приравнявая выражения (2-4) и (2-5) получаем следующее выражение для скорости дрейфа; для частиц с $2\rho > 200 m\mu$.

$$w = \sqrt{\frac{8}{3} \frac{\rho \gamma_{ч}}{c \cdot r \cdot \gamma} \cdot v}; \quad (2-7)$$

для частиц с $2\rho < 50$ мкн

$$w = \frac{2}{g} \frac{\rho^2}{r} \frac{\gamma_u}{\mu} v^2; \quad (2-8)$$

Время дрейфа от внутренней до наружной стенки

$$\tau = \frac{r-r_0}{w}. \quad (2-9)$$

За величину, связанную с эффективностью работы циклона можно принять величину доли оборота, когда частица с внутреннего диаметра перейдет на наружный

$$\alpha = \frac{1}{2\pi} \frac{r-r_0}{r} \frac{v}{w}. \quad (2-10)$$

Чем меньше α , тем скорее уловится частица. Очевидно, что α должна быть менее 1 (одного оборота). Эта величина вообще связана с проскоками частиц.

Для крупных частиц $2\rho > 200$ мкн

$$\alpha = 0,097 \sqrt{c} \frac{r-r_0}{\sqrt{r} \cdot \rho^{0,5}} \sqrt{\frac{\gamma}{\gamma_u}}$$

или принимая для шара $C=0,48$

$$\alpha = 0,067 \frac{r-r_0}{\sqrt{r} \cdot \rho^{0,5}} \sqrt{\frac{\gamma}{\gamma_u}}.$$

Для мелких частиц

$$\alpha = 0,78 \frac{r-r_0}{\rho^2} \frac{\mu}{\gamma_u} \frac{1}{v}$$

Из приведенных здесь зависимостей следует:

1. В циклонах лучше улавливаются крупные частицы (входят в знаменатель обоих выражений). Однако если для крупных частиц (>200 мкн) зависимость от ρ умеренная, то в стоксовской области для мелких частиц (50 мкн) улавливание быстро падает по мере уменьшения ρ . Таким образом, мелкие частицы в циклонах улавливаются плохо, что и подтверждается опытными данными.

2. Частицы с большим удельным весом улавливаются лучше. Зависимость от удельного веса больше у мелких частиц.

3. По мере уменьшения радиуса циклона степень улавливания повышается. Особенно это относится к мелким части-

цам. Поэтому исключительное применение имеют батарейные циклоны с умеренными радиусами.

4. Для крупных частиц величина скорости газов не влияет на улавливание. Для мелких же частиц с увеличением скорости степень улавливания растет.

5. Увеличение температуры газа улучшает степень улавливания крупных частиц и ухудшает улавливание мелких.

На степень улавливания влияют также влажность газов, при температуре точки росы происходит лучшее прилипание частиц к стенам циклона. Влияние оказывает также число оборотов потока в циклоне.

Вследствие улучшения степени очистки газов при уменьшении диаметра цилиндрической части циклонов, наиболь-

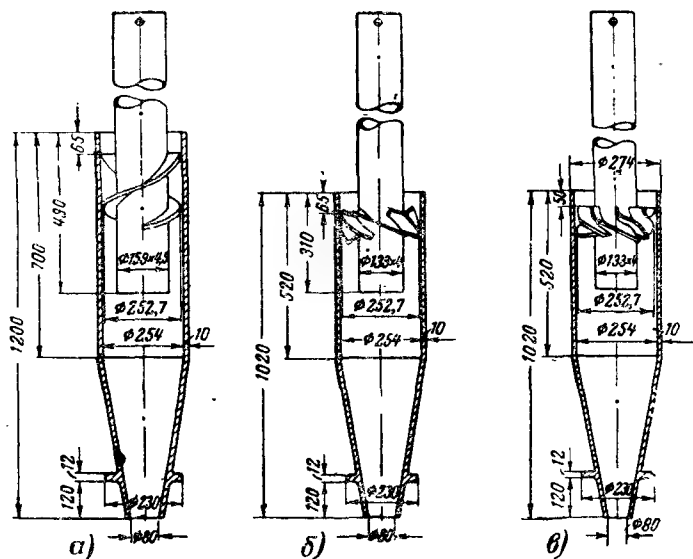


Рис. 2-2. Циклонные элементы батарейных циклонов. а — с направляющим аппаратом типа «Винт», б — с направляющим аппаратом типа «Розетка»; в — с направляющим аппаратом типа «Розетка» с безударным входом

шее распространение получили батарейные циклоны БЦ. БЦ применяются для золы всех топлив, кроме АШ, так как оно оббивает элементы циклона. Они также используются для мощных парогенераторов в качестве первой ступени комбинированного золоуловителя. Закрутка газов для каждого

Элемента осуществляется направляющим аппаратом — типа «Винт» с двумя винтовыми лопастями, наклоненными под углом 25° , типа «Розетка» с 7 лопатками, наклоненными под углом 25 или 30° . Направляющий аппарат типа «Винт» меньше забивается золой, имеет меньший коэффициент гидравлического сопротивления, но и дает меньшую степень очистки, чем аппарат «Розетка» (рис. 2-2).

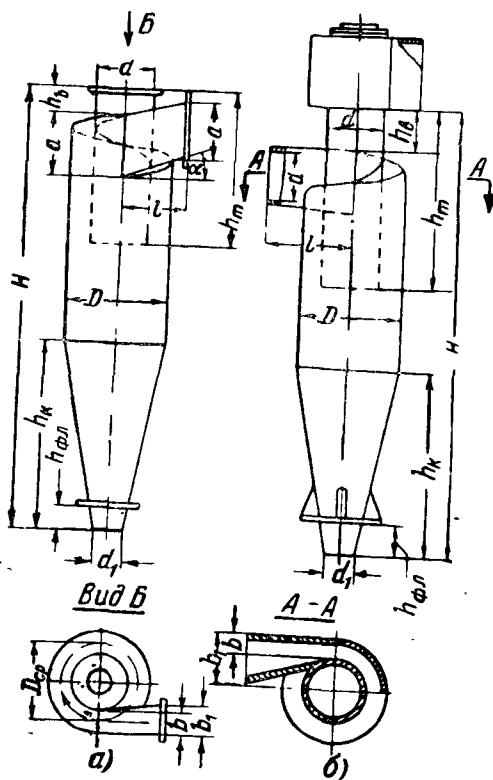


Рис. 2-3. Циклоны. а — циклон НИИОГАЗ; б — циклон ЦКТИ

На тепловых электростанциях нашли применение батарейные циклоны, разработанные НИИОГАЗ и ЦКТИ (рис. 2-3). ЦКТИ разработал БЦ-2 $\times$ 11 $\times$ 16, устанавливаемый в качестве первой ступени перед электрофильтром (рис. 2-4). На тепловых электростанциях также применяют-

ся батарейные циклоны с горизонтальными прямооточными элементами ПБЦ (рис. 2-5).

В прямооточном элементе есть закручивающая розетка. Частицы золы отбрасываются с поверхности корпуса и, скользя по ней, отводятся из элемента. Организация отсоса

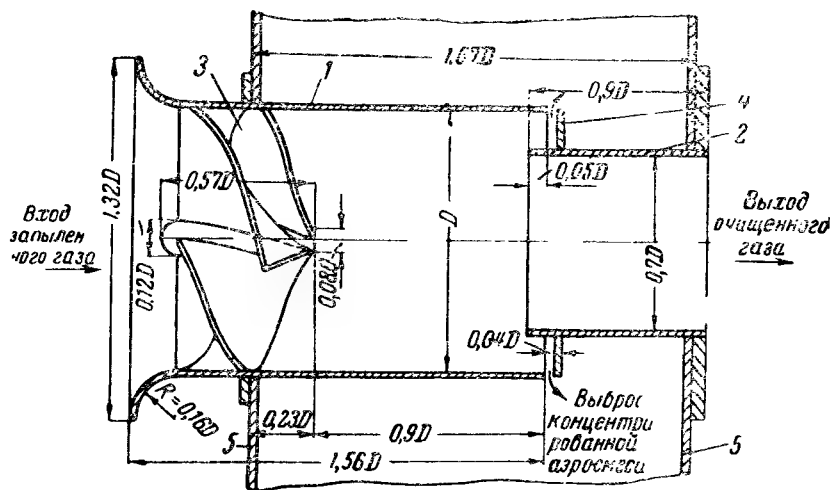


Рис. 2-5. Горизонтальный прямооточный циклонный элемент. 1 — входная труба; 2 — выхлопная труба; 3 — розетка; 4 — шайба; 5 — корпус

части газов вместе с золой увеличивает коэффициент очистки.

Розетка имеет 4 лопасти безударного входа с наклоном к оси циклонного элемента 30° .

ПБЦ применяют обычно в качестве первой ступени перед горизонтальными электрофильтрами. Существующие в настоящее время конструкции работают недостаточно эффективно, ввиду затруднений с отводом золы.

4. Мокрые золоуловители

Мокрые золоуловители применяют на парогенераторах мощностью до 640 т/час включительно. Их устанавливают для очистки дымовых газов при сжигании топлив с $S^{np} < 0,3\%$ щелочностью золы не более 20%. Жесткость воды не более 15 мг-экв/кг, $t_{газ}$ в пределах $120-200^\circ\text{C}$. Применение мокрых золоуловителей не рекомендуется, если установлены

дымососы с загнутыми назад лопатками (из-за налипания) и если сухую золу предполагается использовать. Мокрые золоуловители не рекомендуется применять для подмосковных, кизеловских и экибастузских углей по причине высокой сернистости этих топлив, а также для канско-ачинских, среднеазиатских, богословских и александрийских углей из-за сильного забивания золой золоуловителя.

Одним из типов мокрых золоуловителей, применяемых на тепловых электростанциях, является центробежный скруббер ЦС (рис. 2-6). Дымовые газы подаются в цилиндрическую часть ЦС тангенциально, где частицы золы под действием центробежной силы отбрасываются к стенкам и улавливаются на водяной пленке, создаваемой оросительными соплами. Давление воды, подаваемой на орошение 2 кг/см^2 , а на смыб 25 кг/см^2 . Удельный расход воды зависит от диаметра скруббера. Так, при $D_{\text{цс}} = 1 \text{ м}$, расход воды $0,2 \text{ л/м}^3$ очищенного газа. Температура газа после очистки снижается на $40\text{--}60^\circ$. Степень очистки при $D = 1 \text{ м}$ — $\sim 85\text{--}87\%$, при $D = 0,5 \text{ м}$ — $97\text{--}95\%$.

Увеличение высоты смоченной части повышает к.п.д. до определенного предела. При $H > 3D$ к.п.д. скруббера не увеличивается. Гидравлическое сопротивление ЦС составляет $35\text{--}50 \text{ кг/м}^2$.

Для парогенераторов большой мощности применяются мокрые прутковые золоуловители типа МП-ВТИ (рис. 2-6);

Основное конструктивное отличие МП от ЦС в том, что во входном патрубке МП расположена прутковая решетка, орошаемая водой, где и осуществляется первая ступень золоулавливания (большая часть). Далее газы поступают тангенциально в вертикальный орошаемый водой цилиндр, где осуществляется вторая ступень улавливания золы. Прутковая решетка типовой конструкции состоит из трех двухрядных пучков, расположенных в шахматном порядке с расстояниями между пучками по ходу газов 120 мм (по осям труб) Прутки изготавливаются из стальных труб с деревянными заглушками.

На металлические трубы надеваются резиновые трубки. Внешний диаметр прутков с надетыми резиновыми трубками 12 мм . Поперечный шаг прутков 31 мм . Расстояние по осям труб между рядами в двухрядных пучках 18 мм . Прутки расположены горизонтально (с уклоном $0,5\%$ к наружной стене подводящего патрубка). Прутковая решетка непрерывно орошается водой из форсунок. Отложения золы во вход-

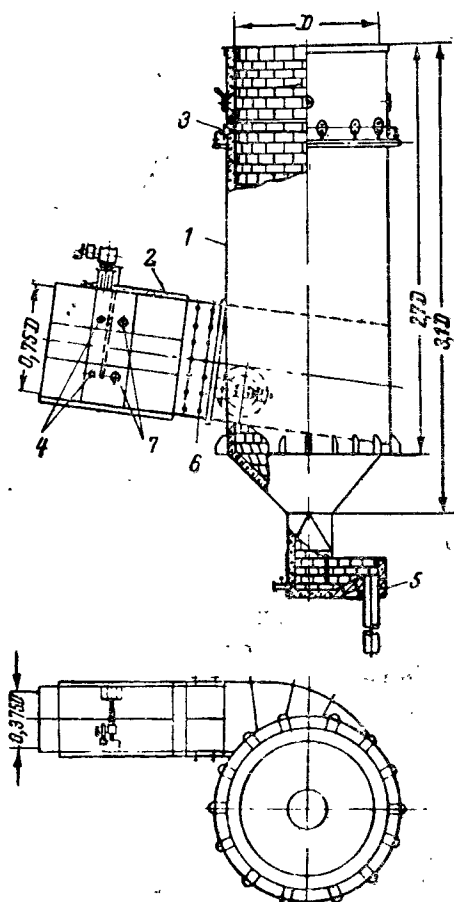


Рис. 2-6. Мокрый прутковый золоуловитель МП-ВТИ. 1 — корпус; 2 — входной патрубок; 3 — оросительные сопла; 4 — смывные сопла; 5 — гидрозатвор; 6 — прутковая решетка; 7 — оросительные форсунки прутковой решетки

ном патрубке удаляются с помощью смывных сопел периодической промывки, установленных на четырех горизонтальных и двух вертикальных вращаемых коллекторах. Перио-

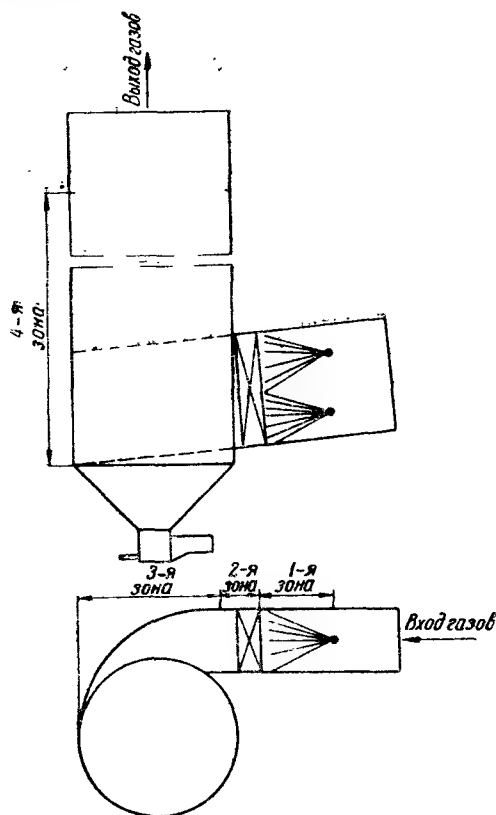


Рис.-2.7. Зоны улавливания пыли в золоуловителе типа МП-ВТИ

дичность промывки зависит от свойств золы; чаще проводится, если зола содержит вещества, способные к схватыванию (CaO — свободная окись кальция), реже — при отсутствии вяжущих веществ. В среднем промывку проводят один раз в смену в течение пяти минут.

Струи воды в верхней части корпуса вытекают из сопел касательно к поверхности в сторону вращения газов. Давле-

ние воды оброщающих сопел $\sim 2 \text{ кг/см}^2$ смывных $\sim 25 \text{ кг/см}^2$. Очистка газов в МП-ВТИ является многоступенчатой и имеет 4 зоны (см. рис. 2-7).

I зона — пылинки улавливаются при соударении с капельками распыленной воды;

II зона — зола осаждается на орошаемых прутках;

III и IV зоны — пылинки осаждаются на внутренней поверхности корпуса.

К.п.д. — по зонам при диаметре 1 м — I—6%, II—80%, III—5%, IV—50%.

К.п.д. золоуловителя МП-ВТИ при диаметре корпуса 3000 мм достигают теоретически 92—93%, однако обычно оказывается меньшим. С увеличением диаметра к.п.д. будет уменьшаться. К.п.д. повысится, если увеличить расход воды на орошение решетки. Эффективность улавливания уменьшится при увеличении дисперсности пыли и уменьшении входной скорости газов.

Некоторые технико-экономические показатели золоуловителя МП при диаметре корпуса 4000 мм:

металлоемкость — $0,13 \text{ кг/м}^3/\text{ч}$,

подсосы воздуха — 1—4%,

сопротивление — $60\text{—}80 \text{ кг/м}^2$,

расход воды — $0,09 \text{ кг/м}^3/\text{ч}$;

стоимость установки — $0,036 \text{ руб/м}^3/\text{ч}$,

затрата электроэнергии — $0,3 \text{ квтч/1000 м}^3 \text{ газа}$.

Из анализа работы мокрых прутковых золоуловителей на тепловых электростанциях необходимо отметить следующие их недостатки:

1) Применение МП-ВТИ вызывает значительные золовые отложения в дымососе, внешних газоотходах нижней части дымовой трубы за счет брызгоуноса.

2) Большое гидравлическое сопротивление.

3) Сильное забивание прутковых решеток, особенно при улавливании золы, содержащей свободную окись кальция.

4) Снижение температуры уходящих газов на 30—40°. Это приближает температуру газа к точке росы, что вместе с брызгоуносом, приводит к увеличению коррозии элементов, находящихся за золоуловителем. Кроме того снижение температуры газов уменьшает эффективную высоту дымовой трубы.

За последние годы получили применение для энергетич-

ческих установок золоуловители с трубами Вентури, состоящие из турбулентного коагулятора Вентури и скруббера—каплеуловителя типа Ц.С. Они не забиваются золой и имеют степень улавливания 95—98% при скорости газов 60—80 м/с и орошении до 0,13 м³ воды на 1000 м³ газа.

III. ЭЛЕКТРОФИЛЬТРЫ

1. Основы расчета процесса электрической очистки газов

В настоящее время в основном применяются пластинчатые электростатические фильтры, вытеснившие трубчатые, т. к. последние имели ряд конструктивных и эксплуатационных недостатков.

Принцип действия электрофильтра основан на использовании коронного разряда при атмосферном давлении. Между осадительными электродами создается неравномерное электростатическое поле, напряженность которого максимальна у коронирующих электродов (рис. 3-1).

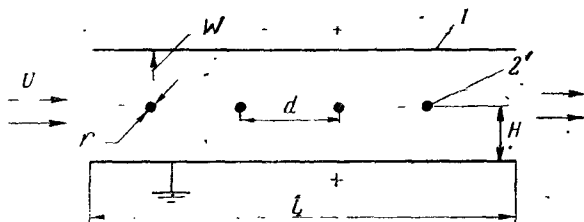


Рис. 3-1. Принцип действия электрофильтра. 1 — осадительные электроды; 2 — коронирующие электроды

Необходимым условием работы электрофильтра является наличие короны на коронирующих электродах. При движении потока газа между электродами частицы пыли приобретают отрицательный заряд и, двигаясь перпендикулярно к потоку газа, оседают на осадительных электродах. Скорость движения частицы к осадительному электроду прямо пропорциональна напряженности электрического поля и зависит также от величины заряда, который несет частица.

1. Предельный заряд частицы

$$q_{\text{макс}} = 0,19 \cdot 10^{-11} \cdot r^2 \cdot E, \quad (3-1)$$

где

q — радиус частицы в см,

E — напряженность электрического поля в системе
СГСЕ (1 ед. СГСЕ—300 в/см),

$E = \frac{U}{H}$ в/см — для равномерного поля.

Повышение напряженности поля ведет к увеличению максимального заряда частиц, а следовательно, и скорости их дрейфа к осадительному электроду.

2. Важное значение для расчета тока и распределения поля в электрофилт্রে имеет подвижность ионов. Подвижностью иона называется скорость, которую ион получает в электрическом поле, при напряженности поля, равном единице

$$w_u = K_u \cdot E, \text{ см/сек} \quad (3-2)$$

где K_u — подвижность иона,

E — напряженность поля.

Для сухого воздуха $K_u = 2 \text{ см/сек/в/см}$.

3. Сила, действующая на частицу

$$F = E_z \cdot E_{oc} \cdot \rho^2 \cdot D, \text{ (дин)} \quad (3-3)$$

где E_z — напряженность поля в месте нахождения частицы
(в системе СГСЕ),

E_{oc} — напряженность на осадительном электроде,

D — величина, характеризующая диэлектрические свойства частицы; определенным образом связана с диэлектрической постоянной

Частицы, движущиеся в электрофилт্রে, подчиняются закону Стокса (действителен для частиц $2 \div 50 \text{ мкн}$)

$$G = 6\pi\mu r w_T \text{ (дин)}, \quad (3-4)$$

где μ — коэффициент динамической вязкости г/см сек,

w_T — скорость дрейфа см/сек (теоретическая), скорость дрейфа можно определить из условия равенства движущей силы силе сопротивления

$$E_z \cdot E_{oc} \rho^2 \cdot D = 6\pi\mu \cdot r \cdot w_T,$$

откуда

$$w_T = \frac{E_z \cdot E_{oc} \rho^2 \cdot D}{6\pi\mu \cdot r}. \quad (3-5)$$

Принимаем $E_z = E_{oc} = E$, где E — средняя напряженность.

Наиболее характерное значение величины D равно 2. В этом случае

$$\frac{D}{6\pi} = 0,11$$

$$\omega_T = 0,11 \frac{E^2 \rho}{\mu}, \text{ см/сек} \quad (3-6)$$

Скорость дрейфа возрастает с напряженностью поля и радиусом частицы. Наиболее эффективно улавливаются частицы размером 30—50 мк. Более мелкие частицы (<10 мк) улавливаются хуже.

Например, при напряженности поля, равной $E=5$ СГСЕ (1500 в/см) существуют следующие соотношения между размером частиц и скоростью дрейфа.

Таблица 3

ρ мк	0,2	0,5	1,0	5,0	10,0
ω см/сек	1,2	1,3	1,5	1,5	15

Практически скорость дрейфа почти в два раза ниже определенной теоретическим путем.

$$\omega \approx 0,5\omega_T$$

4. Критическая напряженность электростатического поля — это напряженность при которой возникает корона.

$$E_0 = 31 \delta \left(1 + \frac{0,308}{\sqrt{\delta \cdot r}} \right) \cdot 10^3, \text{ в/сек} \quad (3-7)$$

где $\delta = \frac{3,92 B}{273 + t}$ — коэффициент, зависящий от состояния атмосферы.

B — барометрическое давление в мм рт. ст.

t — температура газа °С.

5. Критическое напряжение

$$U = E_0 \cdot r \left(\frac{\pi H}{d} - \ln \frac{2\pi r}{d} \right) \text{ кв} \quad (3-8)$$

6. Ток короны

$$i_0 = \frac{4\pi^2 K_u \cdot \pi \delta}{9d^2 \left(\frac{\pi H}{d} - \ln \frac{2\pi r}{d} \right)} U (U - U_0), \text{ а/м} \quad (3-9)$$

здесь d — расстояние между коронирующими электродами, θ — зависит от H/d , т. е. от компоновки электрофильтра.

U — текущее напряжение. Оно должно быть выше критического, чтобы возник коронирующий разряд, но меньше пробойного напряжения

$$\frac{i_0}{c} = U(U - U_0),$$

где через c обозначена величина, постоянная для данного электрофильтра

$$c = \frac{4 \cdot 2 K_L \pi b}{9d^2 \left(\frac{\pi H}{d} - \ln \frac{2\pi r}{d} \right)} \quad (3-10)$$

2. Вывод формулы улавливания зола в электрофильтре

В основу улавливания зола в электрофильтре можно положить следующее исходное соотношение

$$-\frac{dG}{d\tau} = G \frac{w}{H} \quad (3-11)$$

Уменьшение концентрации в единицу времени прямо пропорционально концентрации зола G , скорости дрейфа w и обратно пропорционально расстоянию между электродами H .

Введем величину $v d\tau = dx$, откуда $d\tau = \frac{dx}{v}$.

где τ — время, сек

x — длина пути газа вдоль электродов.

Преобразуем выражение

$$-\frac{dG}{G} = \frac{w}{H} d\tau = \frac{w}{H} \frac{dx}{v}$$

Проинтегрируем последнее выражение по длине электрофильтра, получим

$$\int_{G_{\text{вх}}}^{G_{\text{вх}}x} \frac{dG}{G} = -\frac{w}{v} \int_L^H \frac{dx}{H} \quad (3-12)$$

$$\ln \frac{G_{\text{вх}}x}{G_{\text{вх}}} = -\frac{w}{v} \frac{L}{H}; \quad (3-13)$$

$$C_{zy} = \frac{G_{\text{вх}}x}{G_{\text{вх}}} = e^{-\frac{w}{v} \frac{L}{H}}; \quad \eta_{zy} = 1 - e^{-\frac{w}{v} \frac{L}{H}} \quad (3-14)$$

В этой формуле скорость газов принята равномерной по сечению электрофильтра.

Выражению (3-14) можно придать другой вид. В уравнении (3-13) преобразуем показатель степени e , умножив и разделив его на высоту электрофильтра h

$$\frac{w}{v} \frac{L}{H} \frac{h}{h} = \frac{w \cdot F_{oc}}{Q_{сек}} = wf,$$

здесь Lh — площадь осадительного электрода,
 $v \cdot H \cdot h = Q_{сек}$ — секундный расход

$$\eta_{zy} = 1 - e^{-wf} \quad (3-15)$$

$f = \frac{F_{oc}}{Q_{сек}}$ — площадь осадительного электрода, приходящегося на 1 м^3 поступающего газа в секунду ($\text{м}^2/\text{м}^3/\text{сек}$).

IV. КОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРОФИЛЬТРОВ

1. Общее представление о конструкции электрофильтра

Электрофильтр был изобретен в 1905 году д-ром Калифорнийского университета Фредериком Г. Котреллом. Первая промышленная установка электрической очистки отходящих газов была сооружена в 1908 г. на одном из заводов цветной металлургии в США. Первый отечественный трубчатый электрофильтр был сооружен в 1925 г. В настоящее время все мощные парогенераторы крупных блоков оснащаются электрофильтрами. Как в нашей стране, так и за рубежом для котлоагрегатов от 640 т/час и выше устанавливают горизонтальные электрофильтры. Вертикальные электрофильтры, широко распространенные на заре электрофильтростроения, не могут обеспечить высокой эффективности улавливания золы ($\eta < 92\%$).

Горизонтальный электрофильтр рассмотрим на примере ДГП-42-3 двухсекционного, трехпольного, с площадью для прохода газов 42 м^2 (рис. 4-1). Он представляет собой сооружение высотой 11 м, шириной 9 м и длиной 15,5 м. Железный корпус электрофильтра разделен вдоль перегородкой на две секции. Внутри каждой секции расположены три пакета систем осадительных и коронирующих электродов. Системы осадительных электродов, закрепленные в рамках сверху и внизу, расположены вдоль потока, образуя коридоры для прохода газов. В центре этих коридоров между

Электрофильтр типа ДГП-3 (двухсекционный)

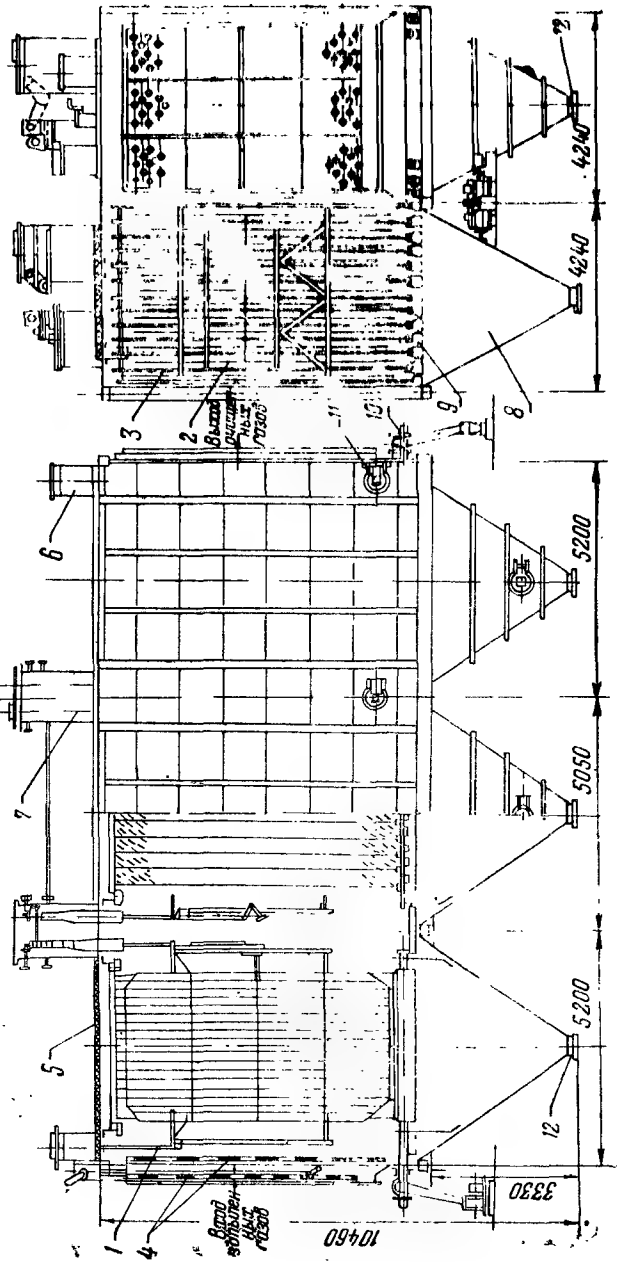


Рис. 4-1. Электрофильтр типа ДГП-3 (двухсекционный). 1 — тяга подвески и встряхивания коронирующих электродов; 2 — коронирующие электроды; 3 — осадительные электроды; 4 — плоские газораспределительные решетки; 5 — тяга встряхивания осадительных электродов; 6 — малая изоляторная коробка; 7 — большая изоляторная коробка; 8 — пылевой бункер; 9 — тяга встряхивания осадительных электродов; 10 — встряхивающее устройство осадительных электродов; 11 — люк; 12 — устье бункера

плоскостями осадительных электродов расположены системы коронирующих электродов, натянутых в раме. В других электрофильтрах системы коронирующих электродов образованы свободно подвешенными к верхней раме проводами с гиревыми отвесами. Напряжение к коронирующим электродам подводится через проходные изоляторы, расположенные в крыше корпуса. Во входной части электрофильтра расположено газораспределительное устройство. Для отряхивания осадительных и коронирующих электродов имеются специальные устройства. Удаляемая с электродов зола падает вниз в золотые бункера, расположенные в днище корпуса под каждым полем, откуда поступает в систему гидрозолоудаления. Электрооборудование обычно располагают вблизи электрофильтра в специальном помещении или на закрытой этажерке. Питание подводится по открытым полосовым шинам или высоковольтным кабелям.

2. Электрооборудование электрофильтров

Эффективность процесса улавливания зависит от напряженности электрического поля в межэлектродном пространстве электрофильтра, которая в свою очередь зависит от величины приложенного напряжения и величины тока, потребляемого аппаратом.

Специфической особенностью электрофильтра является то, что он работает при рабочем напряжении всего на несколько процентов ниже, чем пробивное. Пробивное напряжение значительно меняется в процессе работы, так как зависит от многих факторов: количества газов, их температуры, плотности, влажности, концентрации пыли, наличия пыли на электродах и др. В отечественной и зарубежной практике для питания электрофильтров используют два типа электроагрегатов с механическими выпрямителями и полупроводниковыми. В нашей стране на работающих электрофильтрах установлены электроагрегаты с механическими выпрямителями и для новых конструкций электроагрегаты с селеновыми выпрямителями. В США в основном электрофильтры оснащаются электроагрегатами с электронными и кремниевыми выпрямителями.

На рис. 4-2 представлена схема питания электрофильтра с механическими выпрямителями. Применяются агрегаты типа АФА-90-200: мощность выпрямленного тока 18 кВА, выпрямленное напряжение 90 кВ, выпрямленный ток (средн.

значение) — 200 ма, агрегат имеет 15 ступеней регулирования напряжения на первичной стороне трансформатора.

Более совершенный и автоматизированный агрегат АЛАГ-80-225. Он размещен в одном блок-шкафу. В агрегате

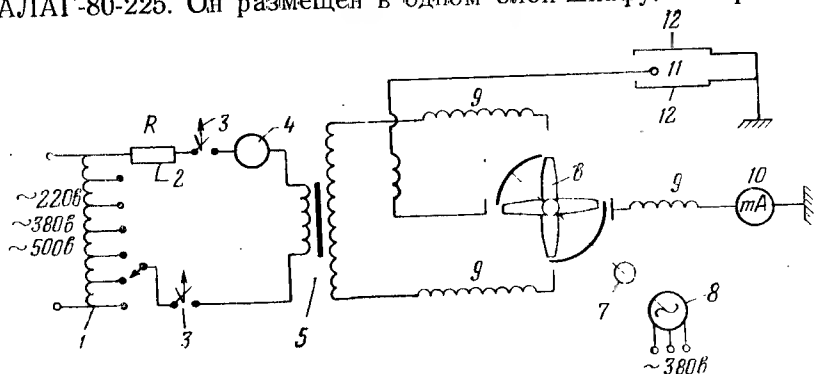


Рис. 4-2. Схема питания электрофильтра с механическими выпрямителями

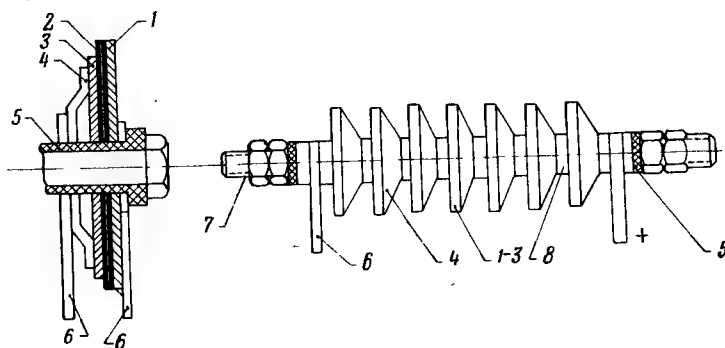


Рис. 4-3. Полупроводниковый селеновый выпрямитель: а — селеновый выпрямительный диод; б — селеновый столбик, собранный из элементов: 1 — стальная (алюминиевая) пластинка; 2 — слой селена, нанесенный на пластинку; 3 — сплав кадмия, олова и висмута, нанесенный на слой селена; 4 — контактная шайба; 5 — изолирующая втулка; 6 — контактный вывод; 7 — стягивающая шпилька; 8 — металлическая шайба

использован механический выпрямитель и в качестве регулятора напряжения потенциал-регулятор. Электроагрегат снабжен устройствами: автоматического выбора полярности, автоматического регулирования напряжения в заданных

пределах, автоматического повторного включения после срабатывания максимально-токовой защиты, а также аппаратурой свето-звуковой сигнализации положения агрегата механической и электрической блокировки безопасности.

Электроагрегат с селеновым выпрямителем, представлен на рис. 4-3.

Сейчас в нашей стране разработан и проходит испытания селеновый выпрямитель на 250 ма и 80 кв, разрабатывается на 600—1000 ма.

Преимущества механического выпрямителя:

1. Дает напряжение с обостренными импульсами, что дает быстрое гашение дуги и электрофильтр работает более устойчиво при высоком напряжении.

2. Позволяет до некоторой степени изменить формы волны выпрямленного напряжения, пределы максимального и минимального напряжения, что дает возможность подстраивать его к наиболее оптимальному режиму в соответствии с особенностями вольты.

Недостатки:

1. Плохо поддается автоматическому регулированию.
2. Занимает сравнительно большую площадь.
3. Нуждается в обслуживании и наблюдении.
4. Должен устанавливаться в специальном помещении преобразовательной подстанции.
5. Нуждается в подавлении радиопомех и удалении окислов азота.

Полупроводниковый выпрямитель компактнее, хорошо поддается автоматическому регулированию, почти не нуждается в обслуживании, имеет длительный срок службы и может быть установлен (кроме пульта управления) вне помещения.

Автоматические регуляторы напряжения для электроагрегатов основаны на использовании либо метода непрерывного регулирования напряжения в зависимости от числа искровых разрядов в единицу времени, либо метода периодического напряжения до образования дуговых разрядов с последующим снижением напряжения на заданную величину.

Оба метода в качестве регулятора используют магнитные усилители, которые можно применить только для полупроводниковых выпрямителей.

Генератор сигнала частоты искрения преобразует импульсы искровых разрядов в сигнал ошибки, пропорциональный отклонению от установленной частоты разрядов. Сигнал ошибки подается на тириatronное устройство, которое регулирует напряжение так, чтобы поддерживалась определенная частота искрения.

Аналогично осуществляется управление по току. Сигнал ошибки по току подается с сопротивлением в первичной цепи. Перспективными являются полупроводниковые селеновые или кремниевые выпрямители.

3. Осадительные и коронирующие электроды

Геометрия электродов оказывает значительное влияние на величину пробивного напряжения и напряженность электрического поля. Коронирующие электроды изготавливаются из проволоки круглого, квадратного или штыкового сечения, или могут иметь форму прутков с зубцами, изготавливаться в виде колючей проволоки. Хорошо зарекомендовавшие себя

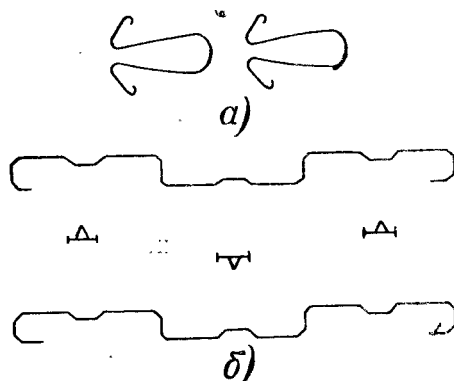


Рис. 4-4. Примеры осадительных электродов. а — желобчатые; б — С-образные

электроды фирмы Лурги изготовлены из лент с зубцами. Зубцы обеспечивают более интенсивный коронный разряд в направлении шипа и увеличение потока короны.

Коронирующие электроды изготавливаются из углеродистой стали и к качеству их изготовления предъявляются высокие требования, так как сильно влияет на ток короны.

В настоящее время имеется большое количество патентов на осадительные электроды, однако до сих пор не найдена оптимальная форма (см. рис. 4-4). Если задача коро-

нирующего электрода создать устойчивую корону, обеспечить наибольший ток при заданном напряжении, то осадительный электрод должен обеспечить хорошее осаждение частиц, максимально уменьшить вторичный унос, иметь развитую поверхность, обеспечивать максимально возможное пробивное напряжение.

Когда нейтральная частица (тем более положительно заряженная) попадает в электрическое поле, она начинает двигаться в направлении большой напряженности, т. е. к коронирующему электроду. Попадая в пространстве высокой напряженности вблизи провода, она быстро заряжается и движется в обратном направлении к осадительному электроду. Часть частиц (крупных) может достигать коронирующего электрода и оседать на нем и особенно это имеет место в местах поля, где корона ослаблена, т. е. провода обрастают обычно со стороны входа в электрофильтр. Для удаления пыли применяют встряхивание коронирующих электродов.

4. Системы встряхивания

Пыль, осевшая на осадительных электродах, падает только при очень большой толщине слоя. Во избежание образования в толстом слое пыли обратной короны или расстройств золоудаления при обвалах большой массы пыли ее необходимо удалять принудительно, что достигается встряхиванием электродов. С другой стороны прочное соединение частиц пыли в агломераты, падающие в бункер при встряхивании и меньшее число отдельных частиц пыли, отрывающихся от комков, способствует уменьшению вторичного уноса. Пыление усиливается с увеличением интенсивности встряхивания. Уместно отметить, что сила сцепления, влияющая на агломерацию, тем больше, чем мельче гранулы, чем хуже их электропроводность и, следовательно, больше остаточный заряд частиц. Содержание H_2O , SO_2 диполей и свойства пыли влияют на сцепление.

Таким образом, на эффективность электрофильтра значительное влияние оказывают периодичность и продолжительность встряхивания, сила и частота ударов. Методики расчета встряхивающих устройств не имеется. Наибольшие применения нашли следующие типы встряхивающих устройств для осадительных и коронирующих электродов:

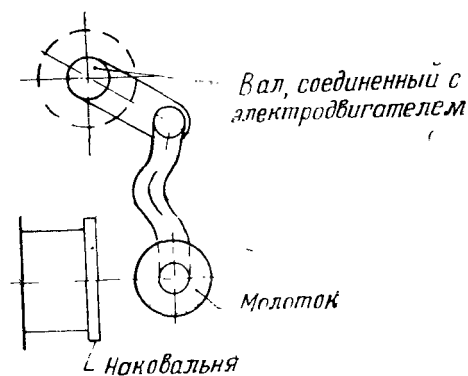


Рис. 4-5. Ударно-молотковый механизм

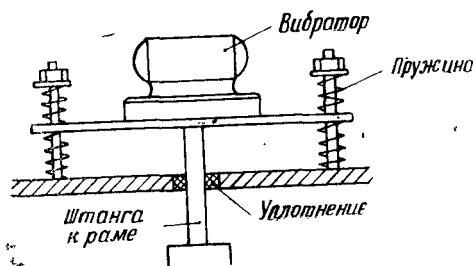


Рис. 4-6. Вибрационный механизм

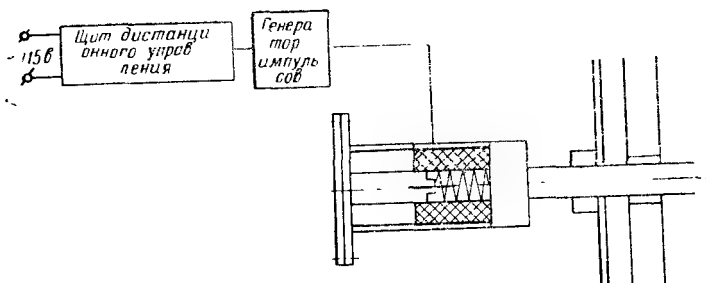


Рис. 4-7. Магнитно-импульсное встряхивание

ударные с приводом от электродвигателя рис. 4-5, вибрационные рис. 4-6 и магнитно-импульсные рис. 4-7. В СССР применяют два первых типа, в США широкое распространение получил третий.

Недостатком вибрационного отряхивания является постепенное разрушающее воздействие на всю конструкцию электрофильтра.

Магнитно-импульсное встряхивание является наиболее эффективным, отмечается компактностью и малым расходом электроэнергии.

5. Корпус электрофильтра

За рубежом часто сооружают из монолитного железобетона. В СССР изготовляют преимущественно металлическими — стальными. Стальной корпус при хорошей тепловой изоляции не менее устойчив против коррозии, чем железобетонный. Однако большой расход стали на корпуса электрофильтров крупных блоков ставит на рассмотрение вопрос о целесообразности изготовления их из сборного железобетона, что может дать до 25% экономии металла.

6. Отвод золы

Под каждым полем электрофильтра имеется бункер с большим углом наклона стенок. Из бункеров зола удаляется с помощью мигалок в каналы золоудаления. Для большинства топлив от бункеров электрофильтров применяют гидравлический транспорт золы. Однако для топлив, зола которых содержит значительное количество свободной окиси кальция, в настоящее время разрабатываются схемы пневмотранспорта золы с использованием аэрожелобов (например, для назаровского угля).

V. ПОДГОТОВКА ПОТОКА, ПОСТУПАЮЩЕГО В ЭЛЕКТРОФИЛЬТР

Эффективность улавливания в электрофильтре золы различных топлив весьма различна и зависит от многих факторов. Большое значение имеют физические свойства частиц (проводимость, диэлектрическая постоянная, удельный вес), концентрация и дисперсный состав золы, разность между температурой уходящих газов и температурой точки росы, влажность и наличие серы, распределение потока и другие.

По величине электрического сопротивления золу можно разделить на три группы:

I — с низким сопротивлением $< 10^4$ см·см.

II — со средним сопротивлением $10^4 \div 2 \cdot 10^{10}$ ом·см.

III — с высоким сопротивлением $> 2 \cdot 10^{10}$ ом·см.

К первой группе относится зола плохо выгоревших топлив — антрацитового штыба и др. Частицы с низким сопротивлением разряжаются чрезвычайно быстро. Сила, действующая на частицу со стороны внешнего поля, окажется равной нулю и потоком газа может быть сорвана с электрода. Если сопротивление частицы достаточно велико, то она разряжается медленнее, на ней всегда будет находиться некоторый заряд и частица окажется прижатой полем к электроду.

Зола второй группы улавливается наиболее эффективно (тощий уголь).

Зола третьей группы при оседании на осадительном электроде образует высокоомную пленку, что приводит к возникновению обратной короны. К этой группе относится зола бурых углей (канско-ачинские и др.).

Для улучшения улавливания золы в электрофильтрах существуют различные способы. Рассмотрим основные из них.

1. Пары влаги, содержащиеся в продуктах сгорания бурых углей, увеличивают электропроводность золы уноса и способствуют лучшему золоулавливанию в электрофильтрах. Так, зола канско-ачинского угля удовлетворительно улавливается в электрофильтрах, а зола сушонки этих же углей, полученной на пылезаводе, улавливается значительно хуже, т. к. имеет высокое электрическое сопротивление.

2. Сернистость топлива положительно сказывается на золоулавливании, поскольку пары серы осаждаются на частицах золы и проводимость их возрастает. При повышенном серосодержании (в основном SO_3) резко повышается температура конденсации водяных паров

Иметь температуру ниже точки росы в электрофильтре не допустимо, так как зола будет хорошо улавливаться, но ее невозможно будет стряхнуть с электродов. Для нормальной работы электрофильтра необходимо иметь температуру газов перед ним на $5 \div 10^\circ\text{C}$ выше точки росы.

Например, на Иркутской ТЭЦ-1 для повышения эффективности работы электрофильтра перед ним была установ-

лена дополнительная поверхность — регенеративный воздухоподогреватель. Это позволило получить перед электрофильтром температуру уходящих газов, превышающую точку росы на 10°C .

3. Введение аммиака, солей калия и натрия также способствует повышению проводимости частиц золы.

1. Предварительная очистка газов до электрофильтра

В большинстве случаев обходятся без предварительной очистки, но если содержание золы в уходящих газах превышает 20 г/м^3 , то иногда ставят предварительную очистку. Это имеет место при высоком содержании золы в топливе (при $A_{\text{пр}} > 5\%$).

Предварительная очистка осуществляется механическим способом. Для этой цели используют батарейные циклоны, которые улавливают в первую очередь крупные частицы, неблагоприятные для работы электрофильтра. Это позволяет подавать в электрофильтр газ с меньшей запыленностью и поддерживать его к.п.д. более высоким.

К существенному недостатку комбинированного способа следует отнести большое гидравлическое сопротивление батарейного циклона ($\sim 50 \text{ кг/м}^2$), которое приведет к росту расхода электроэнергии на тягу. Кроме того, при прохождении через механический золоуловитель частицы золы могут получить положительный заряд (трибозаряд), что приводит к ухудшению условий работы электрофильтра. В настоящее время имеет место тенденция к отказу от предварительной очистки газов.

Представляет интерес комбинация золоуловителя с трубой Вентури и электрофильтра.

2. Влияние аэродинамических факторов на эффективность золоулавливания

Коэффициент очистки электрофильтра при равномерном потоке газа может быть определен по ранее приведенной формуле 3-14

$$\eta_{\text{э.ф.}} = 1 - e^{-\frac{w}{v} \frac{L}{H}}$$

Для данного электрофильтра можно принять произведение

$$\frac{H}{wL} = k = \text{const}$$

постоянным, оно определяет все характеристики, не связанные со скоростью движения газов. Тогда зависимость коэффициента очистки от скорости примет наиболее простой вид

$$\eta = 1 - e^{-\frac{1}{kv}} \quad (5-1)$$

Из этой формулы следует, что с увеличением скорости происходит быстрое падение коэффициента очистки. Последняя формула выведена в предположении, что распределение потока по сечению электрофилтра совершенно равномерное. В действительности поле скоростей по сечению электрофилтра может характеризоваться сильной неравномерностью, поэтому пользоваться указанной формулой практически не представляется возможным. Нами в 1957 г. предложена формула, которая позволяет оценить влияние неравномерности скоростного поля на коэффициент очистки. Для вывода ее разобьем общее сечение электрофилтра на ряд бесконечно малых элементов в каждом из которых газ движется со своей скоростью. Тогда формула для общего коэффициента очистки запишется в виде

$$\eta = \frac{\int_F (1 - e^{-\frac{1}{kv}}) v \cdot dF}{\int_F v dF} \quad (5-2)$$

Последнее выражение неудобно при пользовании, поскольку для каждого электрофилтра величина k имеет свое значение и к тому же абсолютное значение этой величины не всегда достаточно хорошо известно.

Для вывода характеристики равномерности поля был применен следующий метод. Уравнение (5-1) выражает некоторую кривую. Однако любую кривую на некотором ограниченном участке изменения скорости можно заменить прямой, касательной к ней. При этом точку касания принимаем при скорости v равной средней скорости для электрофилтра $v_{\text{ср}}$

$$1 - e^{-\frac{1}{kv}} = A + Bv, \quad (5-3)$$

A и B — постоянные коэффициенты для рассматриваемого участка. В этом случае выражение примет вид:

$$\eta = \frac{\int_F (A + Bv) v dF}{\int_F v dF} = A + B \frac{\int_F v dF}{v \cdot dF} \quad (5-4)$$

Выражение

$$\frac{\int_F v^2 dF}{\int_F v dF} = v_y \quad (5-5)$$

имеет размерность скорости. Это та скорость, которую можно подставлять в выражение (5-1) для определения коэффициента очистки при неравномерном токе, т. е.

$$\eta = 1 - e^{-\frac{1}{kv_y}} \quad (5-6)$$

очевидно, что $v_y \geq v_{cp}$.

Обозначим

$$\frac{v_{cp}}{v_y} = m = \frac{\left[\int_F v \cdot dF \right]^2}{F \int_F v^2 dF} \quad (5-7)$$

Величина m может быть названа степенью использования объема (сечения) электрофильтра. Она показывает во сколько раз необходимо увеличить объем (сечение) электрофильтра при неравномерном поле скоростей, чтобы обеспечить тот же коэффициент очистки.

Выражение для уноса из электрофильтра при неравномерном поле приобретает вид

$$c_{эв} = e^{-\frac{m}{kv}} = (c_{эy}^p)^m, \quad (5-8)$$

где $c_{з.у}^p$ — унос при равномерном поле. Зависимость величины уноса $c_{з.у}$ от степени использования объема m представлена в нижеследующей таблице

$c_{з.у}^p$	Степень использования объема m						
	0,95	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4
0,01	0,0126	0,0158	0,0252	0,0395	0,0632	0,100	0,1585
0,02	0,0240	0,0297	0,0462	0,0684	0,0995	0,1462	0,2150
0,03	0,0355	0,0426	0,0603	0,0857	0,1216	0,1725	0,2460
0,04	0,0468	0,0552	0,0745	0,1054	0,1460	0,2010	0,2760

Из таблицы видно, что при уменьшении степени использования объема m на 0,1 унос из электрофилтра возрастает в среднем в 1,45 раза.

Как уже отмечалось, гидравлическое сопротивление электрофилтра мало, поэтому для лучшего распределения по-

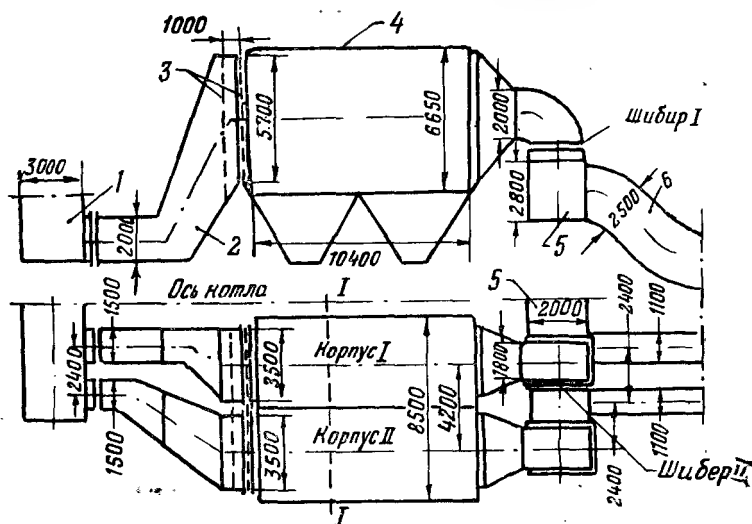


Рис. 5-1. Электрофилтр типа ДГП-42-2. 1 — конвективная шахта котла; 2 — подводящие газоходы; 3 — газораспределительные решетки; 4 — корпус электрофилтра; 5 — общий соединительный короб; 6 — примыкающие участки дымососа

тока по сечению электрофилтра на выходе его устанавливают специальные распределительные устройства, которые выполняются в виде решеток (рис. 5-1).

Колер и Таганов пришли к выводу, что наилучшее распределение потока при малой регулярной неравномерности и наличии перед решеткой прямого участка газохода достаточной длины дает решетка с коэффициентом сопротивления, равным $\zeta_p = 2$. Коэффициент живого сечения составляет при этом

$$\varphi = \frac{F_p}{F_s} = 0,6.$$

Необходимо отметить, что решетка выравнивает поток, но не поворачивает его. Поэтому она дает хорошее распределение только в том случае, если поток направлен перпендикулярно к ней. Для изменения направления потока кафедрой ТЭС были предложены специальные вставки (объемные элементы) устанавливаемые в месте поворота потока на входе в электрофилтр. Наклон задней стенки газохода берется таким, чтобы обеспечить поворот потока с равномерным его распределением по высоте.

Кроме того, для исключения неравномерности, создаваемой диффузором, был принципиально изменен подвод к электрофилтру (рис. 5-2). При этом сумма площадей каналов между вставками равна площади подводящего газохода.

Для группы параллельных корпусов электрофилтров величина уноса поля скоростей внутри электрофилтров равна

$$c_k = c_p^{m\varphi} \quad (5-9)$$

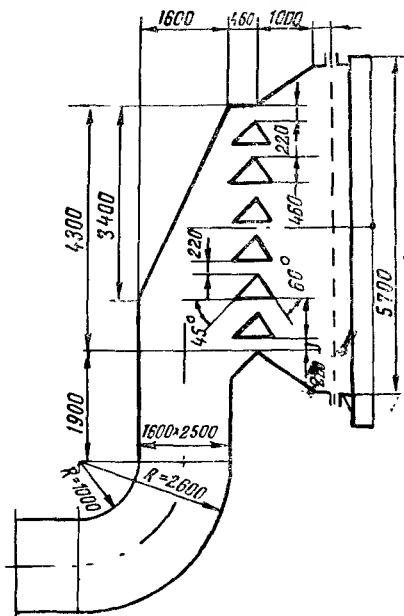


Рис. 5-2. Рекомендуемое газораспределительное устройство электрофилтра

здесь φ — коэффициент, учитывающий равномерность раздачи между корпусами. В общем случае для нескольких электрофилтров

$$\varphi = \frac{(q_1 + \dots + q_n)^2}{n(q_1^2 + \dots + q_n^2)}, \quad (5-10)$$

где $q_1 = \frac{nQ_1}{Q}; \dots; q_n = \frac{nQ_n}{Q}$.

Приведенное выражение позволяет также решить вопрос об изменении степени улавливания электрофилтра при отключении одного или нескольких корпусов. Для этого достаточно соответствующее q приравнять нулю. Если распределение между электрофилтрами равномерное, т. е. $q_1 = q_2 = \dots = q_n = 1$, то по выражению (5-10) можно подсчитать коэффициент распределения при отклонении одного или нескольких электрофилтров

$$\varphi = \frac{n_{\text{раб}}}{n}, \quad (5-11)$$

где $n_{\text{раб}}$ — число электрофилтров, оставшихся в работе.

При расчете можно пользоваться той же таблицей, подставляя вместо m величину $m_K = m\varphi$.

В общем случае

$$c = n(q_1 \cdot c_p^{q_1} + \dots + q_n \cdot c_p^{q_n})$$

VI. РАССЕЙВАНИЕ ВРЕДНОСТЕЙ В АТМОСФЕРЕ

1. Расчет концентрации вредных на уровне дыхания

В то время как зола улавливается довольно эффективно, сернистые соединения выбрасываются в атмосферу. Наиболее опасным из них является сернистый ангидрид SO_2 . Часть серы (от 3 до 5%) содержащейся в продуктах сгорания превращается в серную кислоту.

Единственным способом, обеспечивающим восполнение требуемых условий по загазованности воздушного бассейна в районе электростанции, является создание высоких дымовых труб и растворение вредных в возможно большем объеме воздуха. Формула расчета концентрации на уровне дыхания имеет следующий вид

$$c = \frac{235M_{\text{SO}_2}}{A \cdot v_0 \cdot H^2}, \text{ мг/м}^3 \quad (6-1)$$

здесь M_{SO_2} — секундный выброс SO_2 (г/сек);

v_0 — скорость ветра на уровне флюгера (обычно на высоте ~ 10 м $v_0 = 4 \div 5$ (м/сек));

H — эффективная высота трубы (м).

Эффективная высота дымовой трубы — это та высота, до которой поднимается дымовой поток за счет динамического напора струи и разности удельных весов воздуха и уходящих газов (рис. 6-1)

$$H = h_z + \Delta h$$
$$H = \sqrt{\frac{235 \cdot M_{SO_2}}{A \cdot v_0 \cdot c_{max}}} \quad (6-2)$$
$$\Delta h = B \frac{dU_0}{\varphi v_0}$$

здесь d — диаметр устья (выходной диаметр в чистоте);

U_0 — скорость газов на выходе из трубы, м/сек;

φ — коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой.

До сих пор не существует единого мнения в оценке величин коэффициентов A и B .

Так в формуле Андреева коэффициент A принимается равным $A=2,5$, а в формуле МоТЭП $A=31$ — для серы и $A=6,25$ для золы.

Коэффициент B в формуле Андреева и МоТЭПа принимается равным $B=1,9$, а в формуле Дергачева $B=3,4$. Формулы нельзя считать совершенными, поскольку не четко определены значения входящих в них коэффициентов и, кроме того, совершенно не учитывается надбавка за счет температурного фактора.

Большой ряд факторов учитывает формула утвержденная ГИТК

$$H = \sqrt{\frac{m \cdot A \cdot M_{SO_2} \cdot F}{c_{\pi}}} \sqrt[3]{\frac{z}{V \Delta T}} \quad (6-3)$$

Здесь A — коэффициент, зависящий от температурной аттрафикации атмосферы. Для Казахстана и Сибири этот коэффициент принимается равным $A=200$, для Северо-Запада Европейской части $A=160$, для Центра $A=120$.

Значение коэффициента F следующее:

для SO_2 $F=1$,

для золы $F=2$

m — коэффициент, учитывающий скоростной напор

$$m = 1,125 - \frac{w}{100}$$

где w — скорость в устье трубы,

c_m — концентрация;

V — расход газов в $m^3/сек$ по всей станции;

ΔT — разница температур уходящих газов в трубе и наружного воздуха;

z — число дымовых труб.

Формула (6-3) утверждена в настоящее время как временная и требуется ее дальнейшее уточнение.

Расчет по вышеприведенным формулам не дает однозначного ответа, так как в них входят коэффициенты, зависящие от скорости выхода газа. Последняя должна определяться из технико-экономического расчета по условию минимума расчетных затрат.

ВИ. ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫЕ ДЫМОВЫЕ ТРУБЫ

В настоящее время железобетон является основным материалом для строительства дымовых труб тепловых электростанций.

Выполняются трубы обычно монолитными и состоят из фундамента и ствола (рис. 7-1).

1. Фундамент (рис. 7-2)

Фундамент трубы состоит из стакана 2 (в виде полого усеченного конуса или цилиндра) и плиты 3. Плита имеет в плане формул круга или многоугольника. При грунтах с высоким расчетным сопротивлением (скальных, полускальных, крупно-обмоточных, плотных глинистых и крупнозернистых песчаных) плита может выполняться кольцевой.

В основании устраивается щебеночная подготовка 4, а при грунтах с малым расчетным сопротивлением фундамент ставится на сваи. Во избежание проникновения грунтовых вод к фундаменту на нем делается гидроизоляция: 1) битумное покрытие, 2) гидрозол, 3) стенка из красного кирпича, 4) слой мягкой глины.

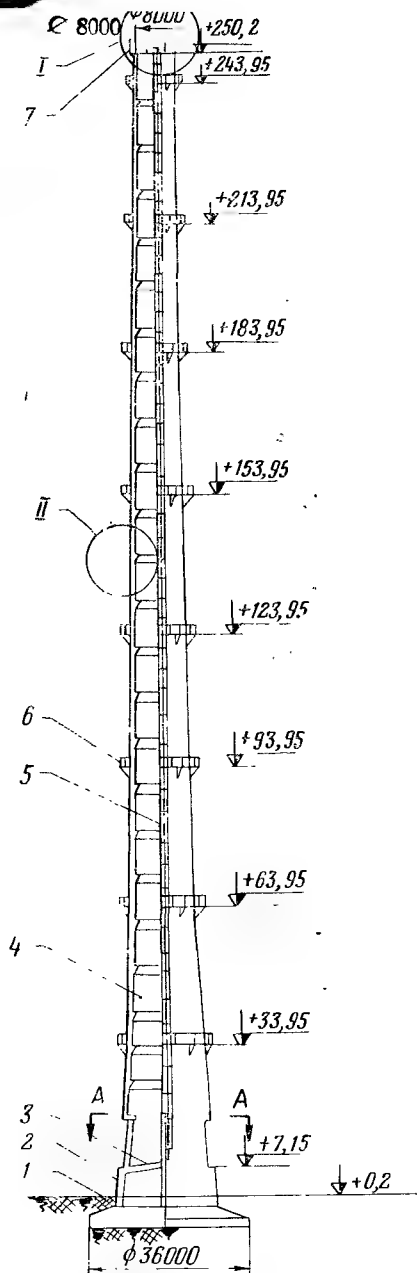


Рис. 7-1. Железобетонная дымовая труба $H=250$ м. 1 — фундамент; 2 — цоколь; 3 — пандус; 4 — ствол; 5 — лодовая лестница; 6 — светофорная площадка; 7 — грозозащита

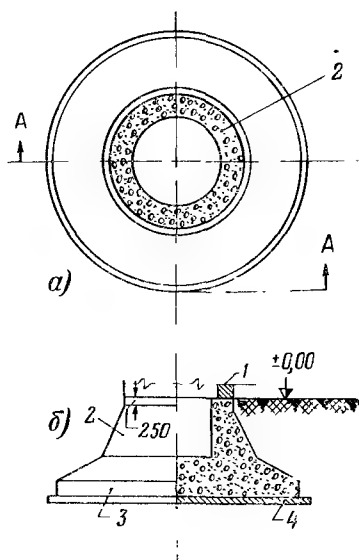


Рис. 7-2. Фундамент под железобетонную дымовую трубу. а — план; б — разрез по А-А; 1 — ствол; 2 — стакан фундамента; 3 — плита фундамента; 4 — щебеночная подготовка

Узлы пересечения продольной и кольцевой арматуры перекрываются проволокой. Пространство внутри стакана используется для устройства убежища.

2. Ствол (рис. 7-3)

Имеет форму усеченного полого конуса с уклоном или постоянным 0,02 или переменным от 0,01 до 0,1. Отношение

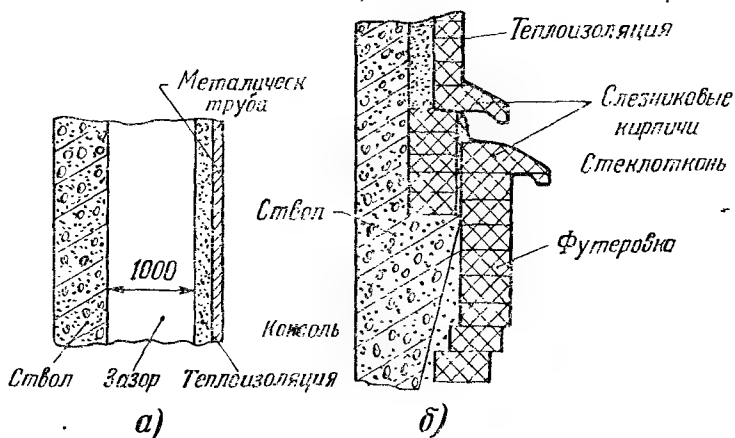


Рис. 7-3. Ствол трубы. а — с воздушным проходным зазором; б — обычная конструкция

высоты ствола к его нижнему наружному диаметру не должна превышать 20. Соединение ствола с фундаментом производится путем выпуска арматуры из стакана фундамента.

Ствол имеет 2 вида арматуры; 1) продольная — из горячекатаной стали периодического профиля диаметром до 28 мм или гладкой, класса А-I, А-II, А-III. Количество стержней продольной арматуры на 1 погонный метр горизонтального сечения ствола назначается от 5 до 8 или соединение стержней по высоте производится внахлестку с длиной стыка от 40 до 50 диаметром арматуры; 2) кольцевая горизонтальная из той же стали. Узлы пересечения продольной и кольцевой арматуры перевязываются проволокой.

Для укладки футеровки внутри трубы устраиваются специальные ненапрягаемые выступы — консоли.

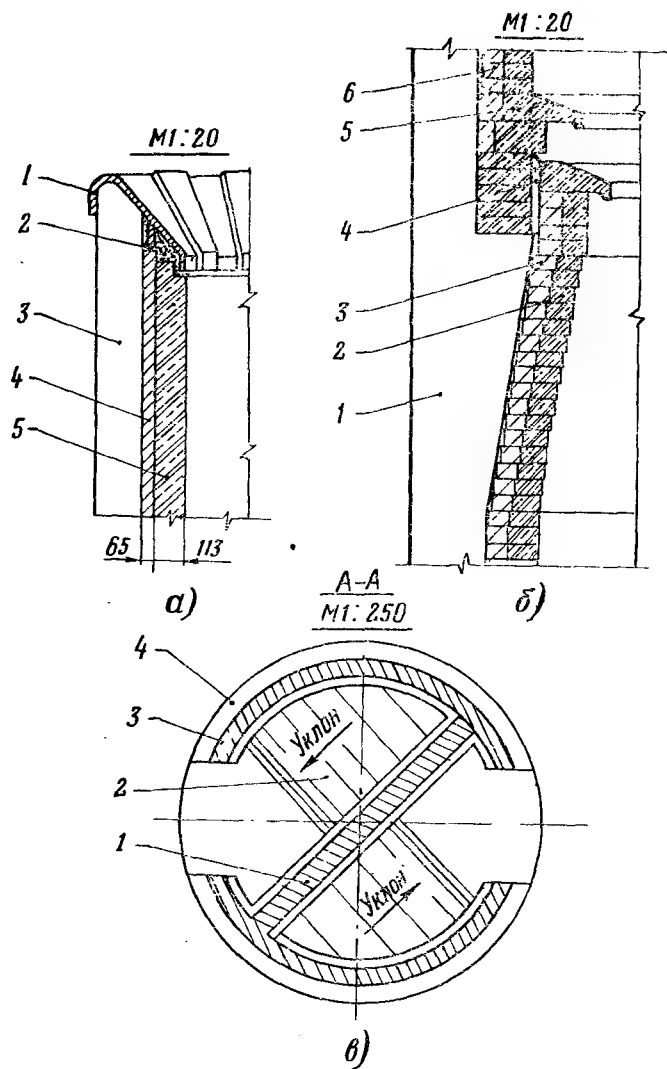


Рис. 7-4. Элементы железобетонной дымовой трубы. $H=250$ м. а — верхняя часть: 1 — чугунный коляк; 2 — асбестовая крошка с глиной; 3 — ствол трубы; 4 — теплоизоляция; 5 — футеровка, б — средняя часть; 1 — ствол трубы; 2 — кислотоупорный кирпич; 3 — красный кирпич; 4 — асбестовый шнур; 5 — слезниковый кирпич; 6 — антикоррозийная защита. в — нижняя часть. 1 — перегородка; 2 — пандус; 3 — футеровка; 4 — ствол трубы

Толщина стенок ствола принимается согласно расчету. Из производственных условий толщину стенок вверху принимают при внутреннем диаметре до 5 м — 160 мм при диаметре от 5,1 до 7 м — 180 мм, при диаметре до 9 м — 200 мм.

В сопряжении газоходов с трубой необходимо предусматривать осадочные швы по наружной поверхности ствола. Для опирания футеровки в местах проемов делается железобетонная консоль или балка-перемычка.

Для улучшения аэродинамики входа газов в нижней части трубы устанавливается перегородка высотой h (h — высота газохода) под углом 45° к оси газоходов и пандусы с углом $\sim 40^\circ$ к горизонтам (рис. 7-4).

3. Изоляция и футеровка

Изоляция внутренней поверхности ствола выполняется в двух вариантах.

По первому варианту после просушки ствола поверхность покрывается эпоксидным лаком Э-56 или эпоксидной шпаклевкой Э-4021 с наклеенной стеклотканью, после чего снова производится покрытие в 2 слоя лаком или шпаклевкой. В качестве теплоизоляции служат полужесткие минераловатные плиты.

По второму варианту поверхность грунтуется 2 раза лаком № 411, после чего наносится битуминая шпаклевка толщиной 3 мм, затем производится оклейка стеклотканью на рубраке марки Б. По стеклоткани производится шпаклевка битумином за 2 раза общей толщиной до 7 мм. В качестве теплоизоляции и одновременно для прижима применяется кладка из диатомового кирпича.

Футеровка выполняется из красных и кислотоупорного кирпича прямого или лекального, на диабазовой или андезитовой замазке (рис. 7-4).

Внутренняя поверхность футеровки затирается той же замазкой с последующей кислоткой 20% раствором серной кислоты.

Сопряжение футеровочной кладки на консолях в зависимости от ее толщины выполняются путем укладки одного, двух или трех слезниковых кирпичей, служащих для стекаания влаги, образующейся на поверхности футеровки.

На многих трубах наблюдается проникновение дымовых газов через футеровку в железобетонный ствол. Вследствие наличия в газах SO_3 и влаги происходит коррозия ствола.

Для предохранения его на некоторых трубах делается проходной зазор между футеровкой и стволом. Через это пространство газы выводятся. Футеровка в этом случае выполняется консольно-опорной или свободностоящей. Система площадок и лестниц внутри этого кольцевого зазора позволяет производить осмотр и ремонт трубы.

Для защиты верхнего обреза трубы на нем устанавливается чугунный колпак, собираемый из секций.

Гарнитура трубы.

Для установки на трубе светооградительных огней предусматриваются светофорные площадки, устанавливаемые по высоте трубы через каждые 15 или 30 м в зависимости от категории препятствия. Для обслуживания площадок делается ходовая лестница с ограждением.

Система грозозащиты включает в себя молниеприемники из газовых труб диаметром 38 мм длиной 4 м, токоотводящий оцинкованный канат диаметром 11 мм и заземляющий контур из газовых труб диаметром 50 мм длиной 2,5 м, объединенных шиной. Общее сопротивление системы грозозащиты не должно превышать 30 ом.

Для осмотра внутренней поверхности и установки датчиков давления и температуры в стволе и футеровка оставляются проемы, закрываемые лючками. Высота расположения проемов 1 м от уровня светофорных площадок.

Для обозначения трубы в дневное время она окрашивается в красный цвет полосами шириной $2 \div 2,5$ м с интервалами по высоте 15 м.

4. Примеры конструкций

Для предотвращения попадания агрессивных соединений на железобетон ствола на некоторых трубах кирпичная футеровка заменяется металлической (станция близ Роттердама, Голландия). Металлическая оболочка толщиной 8 мм, коническая. Зазор между футеровкой и стволом — проходной). В трубе станции Парадайз (США) газовый канал выполняется из железобетона и независим от наружного ствола. Кольцевой зазор шириной 1,37 м служит для размещения лестниц и площадок.

Для повышения надежности работы трубы дымовые газы могут отводиться по нескольким независимым друг от друга каналам, объединенным общим наружным железобетонным стволом, воспринимающим ветровые и вертикальные нагрузки (станции Эггбора, Англия и Кардинал, США).

Ниже приводится таблица сооружаемых в СССР дымовых труб.

Диаметр, м	Высота трубы, м			
	120	150	180	250
4,2	×			
4,8	×			
6,0	×	×	×	
6,5				×
7,2	×	×	×	
8,0				×
8,4	×	×	×	
9,6		×	×	×

Для расчета удельных капиталовложений на трубы на 1 кВт установленной мощности электростанции нами было предложено следующее выражение, при выводе которого были учтены данные Теплопроекта по стоимостям дымовых труб и использованы зависимости для расчета концентраций вредностей.

$$k = 1,84 \frac{z}{N} (S^{np} \cdot N)^{1,5}, \text{ руб./квт} \quad (7-1)$$

где N — мощность электростанции, Гвт,

z — число труб на электростанции,

S^{np} — приведенное содержание серы.

Из выражения (7-1) следует, что стоимость дымовых труб, отнесенная к одному киловатту установленной мощности быстро растет с увеличением мощности ТЭС, в то время как стоимость остальных составляющих киловатта снижается. Уже при мощности ГРЭС $N=2,4$ Гвт (2400 Мвт) при $\frac{N}{z}=0,6$ Гвт и $S^{np}=0,41$ (тощий уголь) удельная стоимость дымовых труб достигает 3 руб/квт. Та же величина

остается и для АСШ, несмотря на меньшую S^{np} , так как по условиям стандартизации приходится применять те же трубы высотой 250 м, что и для тощего угля. При мощности ГРЭС $3 \div 4$ Гвт и также $\frac{N}{z}=0,6$ Гвт удельная стоимость на отсевах

газового угля ($S^{пр} = 0,56$) составляет $7 \div 10$ руб/квт и может свести на нет эффект от удешевления прочих составляющих электростанции из-за ее укрупнения.

Сокращения затрат на дымовые трубы можно достигнуть увеличивая мощность блоков, подключаемых к одной трубе, и увеличивая скорость газов на выходе. Последнее мероприятие сокращает стоимость трубы вследствие уменьшения диаметра и позволяет понизить геометрическую высоту, за счет выброса газов в более высокие слои атмосферы. При этом возрастает необходимые напор и мощность дымососа.

5. Расчеты статических давлений в стволе

Увеличение мощности на трубу N/z возможно при достижении высокой надежности, обеспечивающей непрерывную ее работу в течение всего срока существования электростанции.

Мероприятия, обеспечивающие высокую надежность дымовых труб и примыкающих к ним газоходов, включают:

1. Предотвращение золовых отложений в газоходах и нижней части дымовых труб. 2. Предотвращение коррозионных и эрозионных разрушений.

Для предотвращения коррозионных разрушений ствола дымовой трубы в настоящее время применяется футеровка кислотоупорным кирпичем и соответствующие обмазки. Это в значительной степени предохраняет железобетонный ствол от разрушения. Однако на некоторых дымовых трубах все же наблюдается фильтрация влаги дымовых газов, содержащих агрессивные вещества, в ствол бетона и даже наружу. Этот процесс протекает интенсивно в том случае, когда давление газов внутри трубы превышает давление атмосферы вне трубы и под действием разности давлений происходит фильтрация вредных веществ наружу.

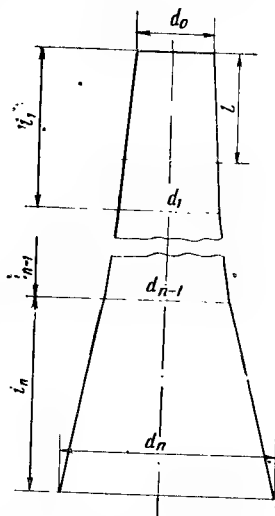


Рис. 7-5. Принципиальная схема дымовой трубы тепловой электростанции

Разность статических давлений между точками, лежащими на внутренней и наружной поверхностях стенка дымовой трубы на расстоянии l от ее устья определится по выражению (рис. 7-5)

$$\Delta h_{cm} = h_{до} + \Delta h_{mp} - h_{д} - \Delta \gamma l \quad (7-2)$$

где $h_{до}$, $h_{д}$ — динамическое давление в устье и рассматриваемом сечении, $\kappa \Gamma / M^2$;

$\Delta \gamma = \gamma_{в} - \gamma$ — разность удельных весов окружающего воздуха и дымовых газов $\kappa \Gamma / M^3$.

Потеря на трение на некотором участке конической дымовой трубы между сечениями $k-1$ и k определится по выражению

$$\Delta h_{mp} = \frac{\lambda}{8i} (h_{dk-1} - h_{dk}) , \quad (7-3)$$

h_{dk-1} , h_{dk} — динамические давления в сечениях $k-1$ и k , считая от верха трубы,

λ — коэффициент трения трубы с учетом имеющихся кольцевых выступов,

i_k — уклон по внутренней образующей футеровки для рассматриваемого участка трубы.

Общие потери в трубе от верха, включая рассматриваемый участок, определяются по выражению

$$\Delta h_{mp} = \frac{\lambda}{8} \sum_{i=1}^k \frac{1}{i_k} (h_{dk-1} - h_{dk}) \quad (7-4)$$

и коэффициент потерь от трения по длине ствола, отнесенный к динамическому давлению на выходе

$$\zeta_{mp} = \frac{\Delta h_{mp}}{h_{до}} = \frac{\lambda}{8} \sum_{i=1}^k \frac{1}{i_k} \left(\frac{1}{d_{k-1}^4} - \frac{1}{d_k^4} \right), \quad (7-5)$$

где $\bar{d}_k = \frac{d_k}{d_0}$.

Если уклон неизменен по всей высоте трубы, то коэффициент потерь на трение в любом сечении трубы определится

$$\zeta_{mp} = \frac{\lambda}{8i} \left(1 - \frac{1}{\bar{d}^4} \right). \quad (7-6)$$

Расчет разности статических давлений по высоте трубы в общем случае следует вести по соответствующим выражениям (7-2) и (7-4). Однако, учитывая, что верхняя часть

дымовой трубы выполняется с неизменным уклоном, вместо общего выражения можно использовать выражение (7-6) и привести формулу к следующему выводу

$$\varphi = \frac{\Delta h_{cm}}{h_{до}} = \left(\frac{\lambda}{8i} + 1 \right) \left(1 - \frac{1}{d^4} - 4 \frac{\bar{d} - 1}{\xi} \right), \quad (7-7)$$

где

$$\xi = \frac{(\lambda + 8i) h_{до}}{\Delta \gamma} \quad (7-8)$$

d_0 — диаметр устья, м,

$h_{до}$ — динамическое давление в устье, кг/м².

Исследуем изменение относительного давления φ от относительного диаметра $\bar{d}$.

Определим диаметр дымовой трубы, в котором относительное давление φ достигает максимума. Беря производную от φ по $\bar{d}$ и приравнявая ее нулю получим

$$\bar{d} = \xi^{0,2} \quad (7-9)$$

Рассмотрим, в каких случаях по всей высоте трубы имеется разрежение, т. е. $\varphi \leq 0$. Это будет иметь место в том случае, когда диаметр, в котором давление достигает максимума будет $\bar{d} \leq 0$, чему соответствует по формуле (7-9) $\xi \leq 1$. Выражая $h_{до}$ через скорость в устье, получаем условие отсутствия положительных давлений внутри трубы

$$w_0 \leq \sqrt{2g \left(\frac{\gamma_g}{\gamma} - 1 \right) \frac{d_0}{\lambda + 8i}},$$

или приблизительно

$$w_0 \leq 2,6 \sqrt{\frac{\Delta \vartheta}{100} \frac{d_0}{\lambda + 8i}}$$

где $\Delta \vartheta = \vartheta - t_b$ — разность между температурой газа и окружающего воздуха °C.

На рис. 7-6 приведен график скоростей на выходе из дымовой трубы w_0 при которых во всей трубе имеется разрежение. Допустимая скорость w_0 растет с температурой газов внутри трубы ϑ и диаметром выхода d_0 и падает с ростом коэффициента сопротивления λ и уклона i .

График выполнен при $t_b = 20$, $\lambda = 0,05$ и $i = 0,015$. При других уклонах в верхней части трубы значения скорости, най-

денные по графику, следует умножить на коэффициент k_i .
При этом

$$\begin{aligned} i=0,01 & \quad k_i=1,14, \\ i=0,02 & \quad k_i=0,9. \end{aligned}$$

Для применяемых в настоящее время труб $d_0=6\div 8$ и температур $\vartheta=110\div 130$ с скоростью w_0 , при которой по всей трубе имеются давления ниже окружающего, составляет всего $14\div 18$ м/с.

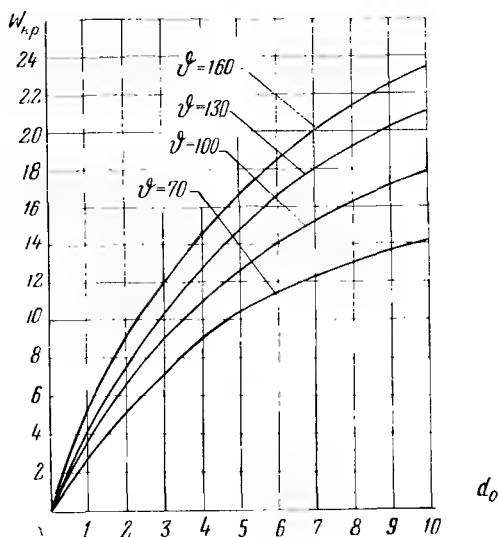


Рис. 7-6. График скоростей на выходе из дымовой трубы

На рис. 7-7 представлена эпюра статического давления для железобетонной дымовой трубы высотой 250 м и диаметром устья 8 м.

VIII. МНОГООТВЕТНЫЕ ДЫМОВЫЕ ТРУБЫ

Поскольку, ввиду отмеченных выше недостатков, высокие железобетонные дымовые трубы очень дороги и не обеспечивают надежной работы станции, сейчас разрабатываются варианты многоствольных металлических труб. В некоторых

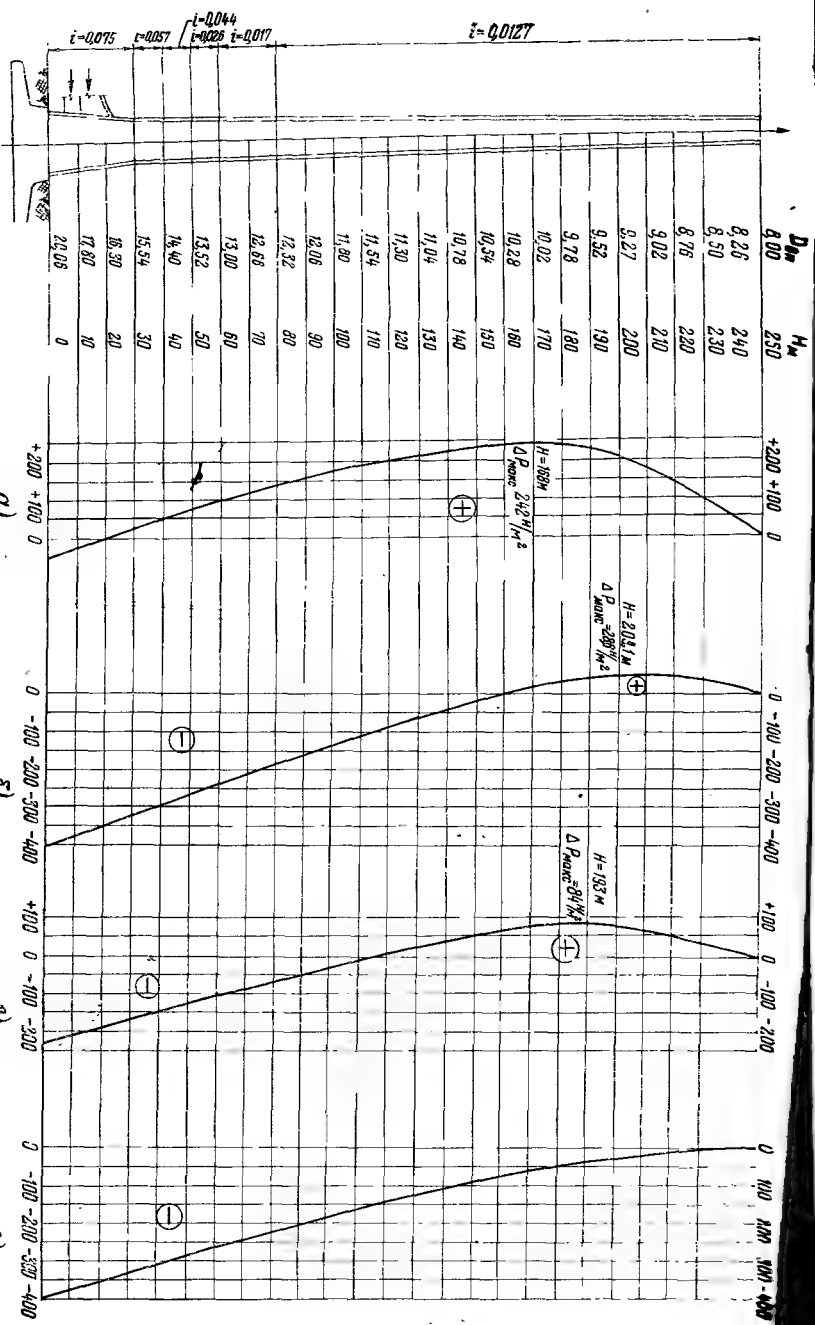
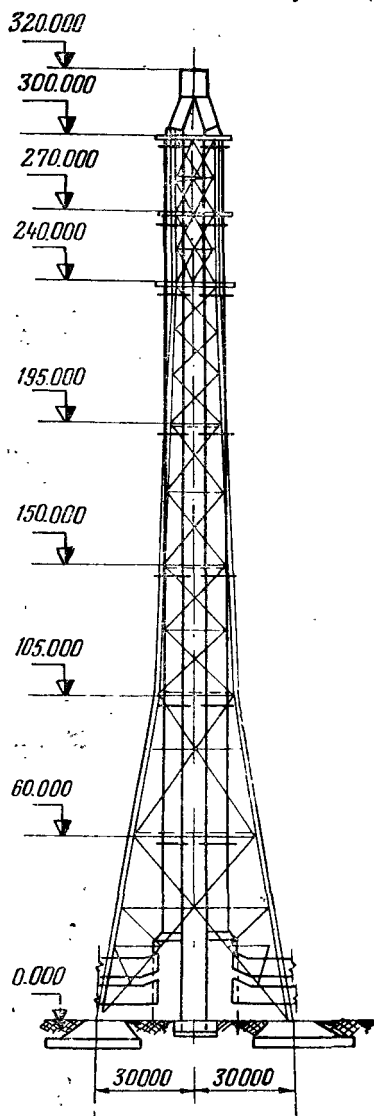


Рис. 7-7. Эпюры статических давлений в дымовой трубе. а—4 блока по 100%; б—3 блока по 100%; в—4 блока по 75%; г—4 блока по 50%

странах подобные трубы уже сооружены. Например, на станции Шиллинг (ФРГ) многоствольная труба высотой 220 м и на станции Оуэйз (Япония) — высотой 120 м.



Многоствольные металлические трубы (рис. 8-1) обладают рядом преимуществ по сравнению с одноствольными железобетонными. Прежде всего принцип многоствольности позволяет повысить надежность работы станции, т. к. отдельные ее агрегаты подключены к самостоятельным стволам. Все стволы трубы работают под разряжением. Конструкция многоствольной трубы позволяет предусмотреть необходимые устройства для ее текущего ремонта и осмотра путем сооружения грузоподъемных лифтов и соответствующих осмотровых площадок.

Сроки сооружения многоствольных металлических труб более короткие (1—1,5 г). Стволы трубы набираются из отдельных царг длиной 5—6 м, которые в случае необходимости можно менять.

Основную долю в стоимости многоствольных металлических труб составляет башня,

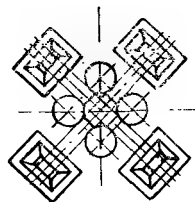


Рис. 8-1. Многоствольная металлическая труба

ня, на которую подвешиваются стволы. На башню расходуется металла раза в 3 больше, чем на стволы. Ниже приводятся стоимости некоторых одноствольных железобетонных и многоствольных металлических дымовых труб с подключаемой мощностью 1200 Мвт на трубу.

Тип трубы	Высота, м	Стоимость млн. р
Одноствольная железобетонная	180	0,7
"	250	1,8—2,0
То же, но с вентилируемым проходным прослойком	320	4,4
Четырехствольная металлическая	320	7,0—7,5

Основная проблема в обеспечении надежной работы многоствольных металлических труб состоит в необходимости устранения их коррозии. При работе на сернистых топливах скорость коррозии может достигать 1 мм/год.

К основным способам повышения надежной работы стволов следует отнести покрытие их различными торкретами, освинцевание, эмалирование и создание достаточно толстых стволов.

IX. ОЧИСТКА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ ОТ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Существует несколько способов для очистки топлива от серы перед его сжиганием.

Для твердого топлива принципиально возможен способ, при котором на месте добычи отделяется серный колчедан за счет его большого удельного веса. Можно попытаться отделить серу и от мазута (так называемый пиролиз мазута), но эти мероприятия недостаточно совершенны и дороги.

Среди известных способов сероочистки уходящих газов можно назвать следующие:

1. Известняковый способ (используется CaCO_3).
2. Известковый способ (используется CaO).

В обоих случаях сера поглощается веществами-поглотителями, которые затем направляются в отвал. Главным недостатком этих методов, препятствующих их широкому применению является значительный расход поглотителей, что создает проблему их хранения,

3. Аммиачный способ. В результате реакции $\text{SO}_2 + \text{NH}_3 + \text{H}_2\text{O} = \text{NH}_4\text{HSO}_3$, сера переходит в состав бисульфита натрия. При этом способе цикл можно сделать замкнутым, используя аммиак, выделенный при нагревании бисульфита натрия. Основной недостаток этого способа заключается в том, что необходимо охладить уходящие газы до температуры 30—35°C, элементы конструкции должны выполняться из нержавеющей стали и, кроме того, велик расход пара и воды.

4. Магnezитовый способ. В этом случае используется окись магния MgO , которая реагирует с окисью серы и образует сульфит магния MgSO_3 . При температуре 1100°C сульфит магния может быть разложен и полученная таким образом, сера использована в химическом производстве. Недостатком этого способа является необходимость полной очистки уходящих газов от золы, так как в химическом производстве может использоваться сера не содержащая следов золы. Кроме того на обжиг MgSO_3 затрачивается большое количество тепла.

Применение этого способа сильно увеличивает стоимость станции. Например, для станции 2400 Мвт затраты на этот способ составляют около 25 млн. р. (~ 10 р/квт), что повысит стоимость станции на 15%.

Х. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ВОЗДУШНОГО БАСЕЙНА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Применение на электростанциях более сернистого и зольного топлива поставило ряд проблем по охране воздушного бассейна от загрязнения. Для обеспечения чистоты воздушного бассейна необходимо проведение следующих мероприятий:

1. Разработать новые санитарные нормы загрязненности атмосферного воздуха (максимально разовые, среднесуточные, сезонные и т. п.) с учетом заселенности окружающих районов, метеорологических условий, времени воздействия предельно допустимых концентраций и других факторов, взамен действующих норм, которые эти факторы не учитывают.

Максимальная разовая концентрация загрязняющих веществ, в несколько раз бóльшая среднесуточной, наблюдается обычно в течение небольшого отрезка времени. Поэтому при определении требований по очистке дымовых газов

следует исходить из более обоснованных (в отношении причиняемого ущерба) допустимых величин среднесуточной концентрации.

2. Необходимы регулярные исследования загрязненности атмосферного воздуха в районе тепловых электростанций и наиболее характерных в отношении загрязненности пунктах. Для этого необходима единая программа и методика замеров и оценки загрязненности.

3. Следует разработать новую методику расчета концентраций загрязнения атмосферы выбросами из дымовых труб электростанций ввиду того, что ни одна из имеющихся в настоящее время методика не дает обоснованных результатов, в том числе и действующая «Временная методика».

4. В целях уменьшения содержания сернистого ангидрида в дымовых газах электростанций продолжить исследования в области обессеривания сернистых угля и мазута. В связи с тем, что существующие способы сероулавливания дороги и недостаточно эффективны, продолжить изыскание новых, более совершенных и экономических способов.

5. Произвести опытно-конструкторские и исследовательские работы по созданию и производству электрофильтров и агрегатов питания к ним для блоков 300, 500 и 800 *Мвт* для различных видов топлива, имея в виду создание осадительных электродов высотой порядка 12 м (против 7,5 м выпускаемых в настоящее время) новых систем коронирующих и осадительных электродов, устранение присосов атмосферного воздуха в аппаратах, работающих под разрежением, улучшения системы отряхивания осадительных электродов обеспечить оборудование электрофильтров, устанавливаемых для очистки дымовых газов, автоматическими устройствами для поддержания максимально возможного напряжения на коронирующих электродах и полупроводниковыми выпрямителями.

Ликвидировать отставание научно-исследовательских работ в области развития электрофильтров, которое является одной из серьезных причин отставания технического уровня электрофильтров, изготавливаемых в СССР, по сравнению с зарубежными.

6. Обеспечить проведение комплексных научно-исследовательских работ по охране воздушного бассейна в учебных заведениях энергетического профиля с созданием соответствующих проблемных научно-исследовательских лабораторий. Для координации работ в области охраны воздушного бас-

сейна страны от загрязнений промышленными выбросами всех отраслей промышленности и выхлопными газами автомобилей необходимо создание соответствующего центрального органа.

XI. РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ

§ 1. Типы регенеративных подогревателей

Регенеративные подогреватели предназначены для подогрева питательной воды котлов отборным паром турбины. По принципу работы они подразделяются на поверхностные и смешивающие. В подогревателях поверхностного типа основной конденсат турбин или питательная вода прокачиваются по трубкам (стальным или латунным), а греющий пар омывает эти трубки снаружи, конденсируясь на их поверхности. Температура пленки конденсата не зависит от состояния пара (перегретый или насыщенный) не превышает температуру насыщения пара при соответствующем давлении в паровом пространстве подогревателя. Вследствие термического сопротивления стенки трубки и загрязнений на внутренней и наружной ее поверхности при передаче тепла от пара к воде, температура нагреваемой воды всегда ниже температуры насыщения. Величина недогрева, т. е. разность температур насыщения греющего пара и воды на выходе из подогревателя составляет обычно 2—6°C. Недогрев воды в подогревателях определяет эффективность их работы и выбирается путем технико-экономических расчетов.

В подогревателях смешивающего типа питательная вода или конденсат непосредственно соприкасается с греющим паром и при смешении температура воды обычно достигает температуры насыщения греющего пара, т. е. недогрев равен нулю. Поэтому схема турбоустановки со смешивающими подогревателями экономичнее схемы с поверхностными подогревателями.

В отечественных турбоустановках, как правило, применяются подогреватели поверхностного типа; смешивающим подогревателем в схемах является деаэратор.

На рис. 11-1 приведена принципиальная схема турбоустановки с регенеративным подогревом питательной воды и конденсата. Поток воды, перекачиваемый конденсатными насосами и направляемый через группу подогревателей низкого давления в деаэратор, обычно называют потоком ос-

нового конденсата. В теплофикационных турбоустановках поток основного конденсата образуется из конденсата турбин и конденсата бойлеров, подаваемого в схему конденсатными насосами бойлеров.

В деаэраторе происходит смешение основного конденсата турбины, дренажей ПВД и других потоков (пар из уплотнений, добавочная вода, выпар из расширителей продувки и

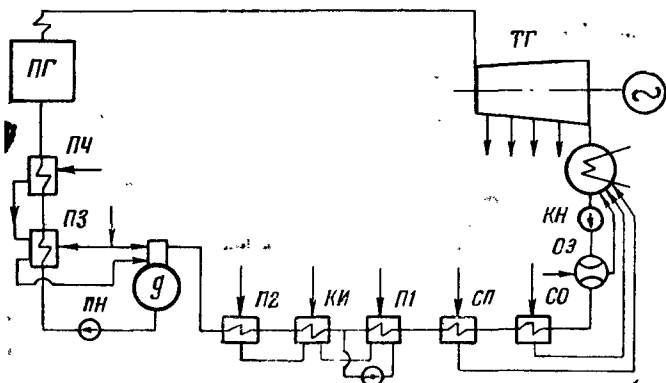


Рис. 11-1. Принципиальная схема турбоустановки с регенеративным подогревом питательной воды

т. д.). Поток воды, поступающей на всас питательных насосов и далее через группу ПВД в котел, называют потоком питательной воды. В группу ПВД кроме подогревателей, питаемых отборным паром турбин, обычно включаются сальниковые подогреватели СП и сальниковые охладители СО, охладители паровоздушной смеси эжекторов ОЭ, газохладители генератора, конденсаторы испарителей КИ (при восполнении потерь дистиллятом испарителей).

Сальниковые подогреватели и охладители предназначены для конденсации пара последних ютсеков концевых уплотнений турбин; в них основной конденсат нагревается на $4-7^{\circ}\text{C}$. В охладителе эжекторов основной конденсат нагревается на $2-3^{\circ}\text{C}$. Газохладители представляют собой водоводяные теплообменники, в которых основной конденсат подогревается на $5-7^{\circ}\text{C}$ за счет тепла воды циркулирующей через газохладители генератора.

Подогрев основного конденсата в КИ составляет обычно $10-20^{\circ}\text{C}$. Подогрев воды в регенеративных подогревателях

выбирается на основе технико-экономических расчетов примерно одинаковым и равным 25—30°C.]

Регенеративные подогреватели турбоустановок по схеме включения делятся на подогреватели высокого и низкого давления.

Подогреватели высокого давления (ПВД) по водяной стороне находятся под давлением воды питательных насосов или под давлением воды I ступени питательных насосов; при этом давление воды составляет 60—340 *ата* для отечественных турбоустановок, а температура от 150°C до 270°C. ПВД кроме того с паровой стороны работают при сравнительно высоких давлениях и температурах отборного пара (см. табл. 2);

Таблица 1

Давление пара в регенеративных отборах турбин при номинальных режимах

№ п/п.	Тип турбины						
	К-100-90	К-160-130	К-200-130	К-300-240	К-500-240	ПТ-60-130/13	Т-100-130
1	29,3	32,5	37,3	62,4	46,4	45,0	33,6
2	18,6	12,5/6	24,0	40,0	15,4	26,0	21,75
3	10,8/6	7,6/6	11,5/6	15,9	9,85/7	13,0/6	11,3/6
4	3,7	4,6	6,06	10,6/7	6,1	5,7	5,42
5	2,0	1,45	2,64	5,15	2,02	3,4	2,78
6	0,73	0,73	1,23	2,4	1,34	1,2	0,8
7	0,39	0,343	0,25	0,89	0,64	0,06	0,2
8	0,16	—	—	0,17	0,277	—	—

Подогреватели низкого давления ПНД с водяной стороны находятся под сравнительно низким давлением, развиваемым конденсатными насосами и составляющим обычно 7÷25 *ата*. Во избежание парообразования и гидравлических ударов в трубных системах подогревателей питательная вода или конденсат должны находиться под давлением, превышающим давление греющего пара.

Как правило, в схемах турбоустановок ПНД включаются между конденсатными насосами и деаэратором; ПВД устанавливаются на напорной стороне питательных насосов.]

В отечественных турбоустановках число регенеративных подогревателей и соответственно число отборов равно 5—9. Число отборов и температура питательной воды определяются технико-экономическими расчетами.

С увеличением числа отборов от 5 до 10 экономичность турбоустановки повышается на $0,2 \div 0,6\%$ на каждый дополнительный отбор в зависимости от конечной температуры питательной воды и числа отборов.

В таблицах 1 и 2 приведены число отборов, температуры питательной воды и давления в отборах некоторых отечественных турбин при номинальных нагрузках. Давления отборного пара не регулируются (нерегулируемые отборы) и определяются нагрузкой турбины.

Таблица 2

Расчетные температуры питательной воды

Тип турбины	Температура питательной воды	Тип турбины	Температура питательной воды
К-50-90	220	Т-25-90	218
К-100-90	222	ПТ-25-90	218
К-160-130	229	ПТ-60-90	232
К-200-130	235	ПТ-60-130	242
К-300-240	265	Г-50-130	230
К-500-240	248	Т-100-130	230

Если же регенеративный подогреватель подключен к регулируемому отбору (П или Т); то давление в нем поддерживается регулятором постоянным в соответствии с требованиями теплового потребления.

§ 2. Подогреватели высокого давления

Подогреватели высокого давления имеют различные конструкции:

а) подогреватели с трубной доской и U-образными стальными трубками; эти подогреватели широко применяются в зарубежной практике как горизонтальные;

б) подогреватели без трубной доски с ш-образными стальными трубками, привариваемыми к коллекторам (тип

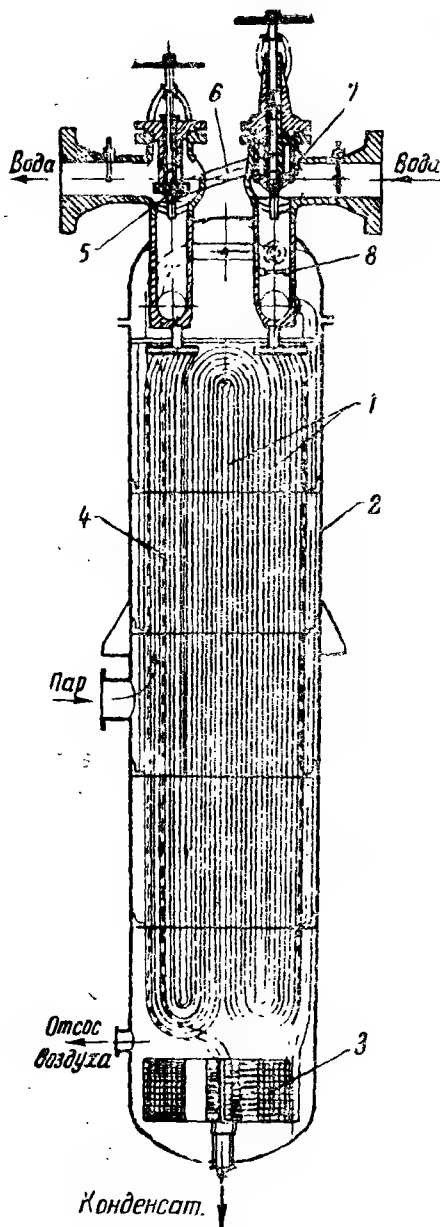


Рис. 11-2. Подогреватель высокого давления типа БИП с встроенным охладителем дренажа. 1—образные трубки; 2—корпус; 3—спиральный охладитель, 4—отсек для использования перегрева пара; 5—выходной автоматический клапан, 6—перепускная труба, 7—входной автоматический клапан, 8—диафрагма

БИП). Схема этого типа подогревателей приведена на рис. 11-2. Подогреватели типа БИП устанавливались на турбоустановках до 1952 г.

При эксплуатации этих подогревателей обнаружилась невысокая надежность из-за технологических дефектов в местах сварки трубок и приварки их к коллекторам. Серьезным недостатком их конструкции является трудный доступ к местам сварки при ликвидации дефектов во время ремонта.

в) цельносварные подогреватели с U-образными корпусами малого диаметра или с цилиндрическими корпусами и с вваренными трубными досками, в которых развальцованы с обваркой U-образные стальные трубки. Для одной ступени подогрева приходится устанавливать несколько корпусов. Эти подогреватели применяются в некоторых зарубежных турбоустановках;

г) подогреватели Таганрогского котельного завода вертикального типа с горизонтальными двойными спиралями, концы которых вварены в вертикальные стояки-коллекторы типа ПВСС (подогреватель высокого давления спиральный, секционный).

Схема подогревателя типа ПВСС приведена на рис. 11-3.

Эти подогреватели выпускались взамен подогревателей типа БИП, которые имели много сварных стыков в трубной системе, были ненадежны и труднодоступны при ремонте.

Подогреватели типа ПВСС выпускались 3-х модификаций: ПВСС-350, ПВСС-200, ПВСС-120 (цифры означают поверхность нагрева в m^2). В каждой модификации имелись подогреватели, отличающиеся допустимым давлением пара в корпусе. Внутренний диаметр корпусов этих подогревателей был принят равным 1510 мм.

С 1959 г. по настоящее время все отечественные турбоустановки на давления пара перед турбиной 90, 130, 240 и 300 ата комплектуются подогревателями типа ПВ; в марке подогревателя указывается общая поверхность нагрева (1-я цифра) и расчетное давление воды (2-я цифра), например ПВ-350/230. В таблице III приведены основные данные подогревателей высокого давления, выпускаемых в настоящее время Таганрогским котельным заводом.

Основные отличия подогревателей типа ПВСС и ПВ заключаются в следующем.

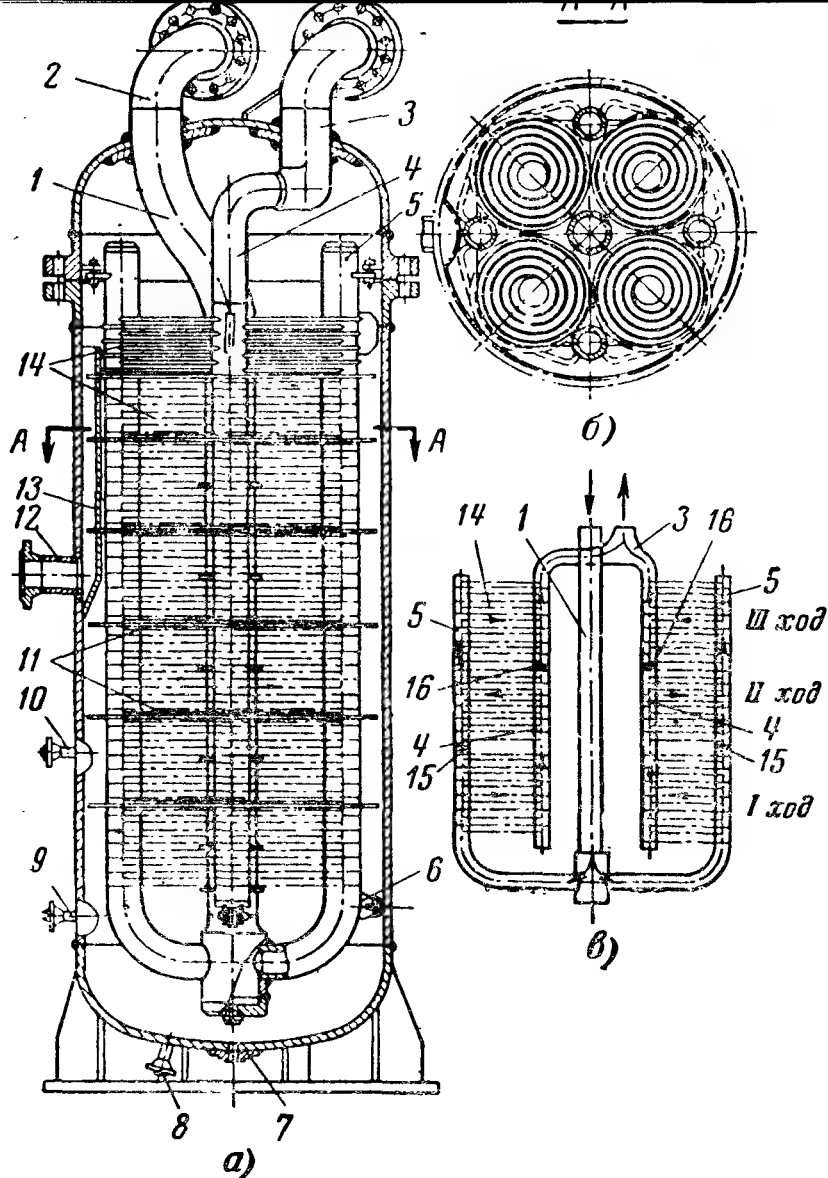


Рис. 11-3. Подогреватель высокого давления типа ПВСС: а — вертикальный разрез; б — горизонтальный разрез; в — схема движения воды в трубной системе; 1 — водоподводящая труба; 2 — входной патрубок питательной воды; 3 — выходной патрубок питательной воды; 4 — приемные коллекторные трубы; 5 — питающие коллекторные трубы; 6 — кронштейн с роликом; 7 — отверстие для слива конденсата греющего пара; 8—9 патрубки для присоединения трубок к камере конденсатоотводчика; 10 — патрубок отвода воздуха; 11 — направляющие перегородки; 12 — впускной патрубок греющего пара; 13 — направляющий желоб греющего пара; 14 — двойные спирали труб; 15 и 16 — перегородки коллекторных труб

В подогревателях типа ПВ применяются встроенные, т. е. размещенные в одном корпусе и в одной трубной системе охладители пара и охладители конденсата греющего пара. Наличие встроенных пареохладителей позволило за счет снятия тепла перегрева повысить температуру питательной воды и снизить перегрев до $0 \div -2^{\circ}\text{C}$; кроме того за счет снижения температуры пара в пареохладителе удалось снизить температуру верхнего днища и корпуса подогревателя, повысить допускаемые напряжения и уменьшить за счет этого толщину днища и корпуса.

Подогреватели типа БИП и ПВСС имели индивидуальную защиту; подогреватели ПВ выпускаются с групповой защитой и соответственно с одним входным и одним выходным автоматическими клапанами на всю группу подогревателей (2 или 3), что в значительной степени упростило схему и снизило сопротивление ПВД за счет сокращения общего числа клапанов.

Подогреватели типа ПВСС выполнялись с верхним подводом питательной воды и с верхним расположением фланцевого соединения корпуса; трубная система опиралась на корпус, устанавливаемый на фундаменте.

При ремонте приходилось разбалчивать патрубки питательной воды и фланцевое соединение корпуса и вынимать краном трубную систему вместе с верхним днищем и патрубками. В подогревателях ПВ трубная система вместе с нижним днищем устанавливается неподвижно на фундаменте.

При ремонте разбалчивается только фланцевое соединение и паропровод и снимается корпус; отпадает необходимость в разбалчивании фланцевых соединений на патрубках питательной воды. Фланцевое соединение располагается в нижней части корпуса, т. е. в зоне минимальных температур при постоянном омывании конденсатом греющего пара, вследствие чего облегчаются условия работы.

На рис. 11-4 приведена конструкция подогревателя типа ПВ-350/230.

Подогреватели типа ПВ-350/230 выпускаются 3-х типоразмеров (№№ 6, 7 и 8) для турбоустановок ПТ-50-90/13, ПТ-50-130/13, ПТ-50-130/7, К-100-90, Р-25-90.

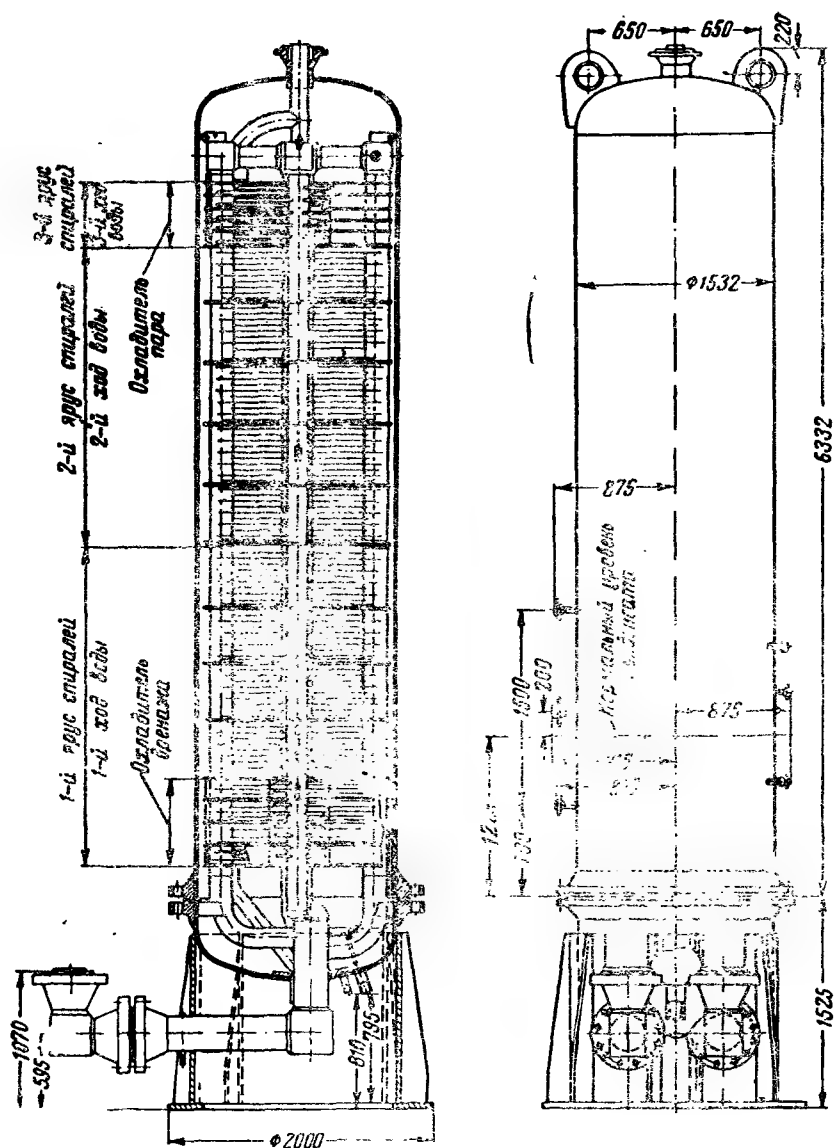


Рис. 11-4. Подогреватель высокого давления типа ПВ-350/230

Из условий прочности расчетные параметры по воде и пару выбраны наибольшими для этих турбоустановок и составляют:

расчетный расход питательной воды	354 т/ч		
максимальное рабочее давление в трубной системе	230 ата		
параметры пара			
подогреватель	№ 6	№ 7	№ 8
давление, ата	21	36	50
температура, °C	355	420	440

Подогреватель, представляющий собой сварную конструкцию, состоит из 2-х основных частей: корпуса и трубной системы.

Съемная (верхняя) часть корпуса состоит из цилиндрической обечайки (ст. 20 к) диаметром 1500 мм с толщиной стенки 16 мм для ПВД № 6, 26 мм для ПВД № 7 и 36 мм для ПВД №8.

В верхней части к обечайке приварено эллиптическое днище толщиной соответственно 16, 26 и 36 мм. В нижней части к обечайке и в днище корпуса по оси приварены фланцы с отверстиями. В днище корпуса по оси приварен патрубок подвода пара во встроенный парохладитель. На цилиндрической части корпуса имеются штуцеры для присоединения водоуказательных приборов, для отвода конденсата и отсоса воздуха, для подвода конденсата греющего пара из следующих по ходу питательной воды ПВД.

Нижняя неподвижная часть корпуса состоит из металлического эллиптического днища той же толщины, что и верхнее; к нему в верхней части приварен фланец. В днище имеются вырезы, укрепленные накладками под приварку труб подвода и отвода питательной воды. Кроме того, в днище вварены патрубок отвода конденсата греющего пара. Днище со всеми патрубками приварено к кольцевой опоре с плитой для крепления на фундаменте.

Фланцевое соединение уплотняется паранитовой прокладкой и крепится шпильками с колпачковыми гайками. Для возможности термической затяжки шпильки и гайки имеют сквозные осевые отверстия диаметром 20 мм.

Трубная система подогревателя представляет собой сварную конструкцию, состоящую из 2-х распределительных, 2-х коллекторных, 4-х соединительных труб, центральной отводящей трубы, перегородок и двойных спиральных змеевиков.

Спиральи ПВД выполняются из ст. 20к с наружным диаметром 32 мм и толщиной стенки 3,5—5 мм в зависимости от расчетного давления питательной воды.

Коллекторные, центральные и распределительные трубы, сваренные в верхней части с помощью колен и сборника с соединительными трубами и скрепленные по высоте рядом перегородок, образуют каркас трубной системы. Две распределительные трубы диаметром 168×21 мм состоят каждая из 2-х участков, разделенных вваренной диафрагмой с отверстием для дренажа Ø4 мм. Диафрагмы разделяют трубную систему на 2 хода питательной воды.

Нижние концы распределительных труб соединяются с впускным коллектором, вваренным в нижнем днище корпуса. В верхней части распределительные трубы соединяются с помощью соединительных труб со сборной камерой.

В соединительные трубы вварены шайбы Ø80 мм, ограничивающие расход питательной воды в охладитель пара. Коллекторные трубы (2 шт.) диаметром 168×21 мм также состоят из 2-х участков разделенных вваренной диафрагмой с отверстием для дренажа Ø4 мм; эти два участка соответствуют двум ходам питательной воды. Нижние концы коллекторных труб заварены доньшками. В верхней части эти трубы соединительными трубами соединены со сборной камерой. В распределительных трубах имеются два ряда отверстий Ø 25 мм с разделкой для приварки змеевиков.

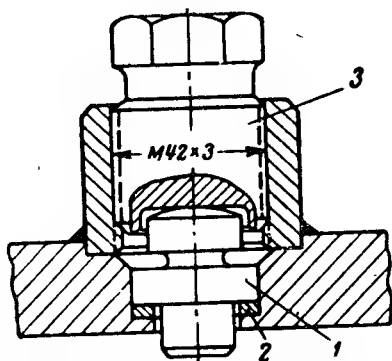


Рис. 11-5. Устройство воздушника:

1. Запорный клапан
2. Медная прокладка
3. Пробка

Центральная отводящая труба Ø 245×23 мм верхним концом приварена к ковальной сборной камере, выполненной из ст. 20к.

В верхней части трубной системы имеется отверстие, служащее воздушником при ремонте. Отверстие закрывается запорным клапаном 1 с медной прокладкой 2 и пробкой 3 с резьбой М 42 (рис. 5).

Поверхность нагрева собственно подогревателя, охладителя пара и конденсата образуется системой спиральных змеевиков, навиваемых на станке в два яруса по 6 витков в каждом из стальных труб $\varnothing 32 \times 3,5$ мм (двойные спирали). Шаг витков 36 мм; расстояние между ярусами (по высоте) 36 мм.

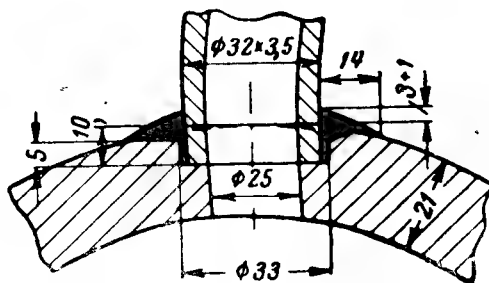


Рис. 11-6. Приварка спиралей к коллекторам

Вся поверхность нагрева делится на три части: охладитель пара, собственно подогреватель и охладитель конденсата. В верхней части трубной системы находится охладитель пара (3-й ход воды), состоящий из 20 змеевиков в каждой из 4-х секций, закрытых цилиндрическим кожухом.

В перегородке, образующей верхнюю часть кожуха охладителя имеется отверстие для подвода пара; 4 средние имеют отверстия для перехода пара из одного отсека в другой; нижняя перегородка имеет отверстие $\varnothing 50$ мм для удаления конденсата при пуске и работе. Внутри кожуха между одной из коллекторных и центральной трубой приварена вертикальная перегородка (по радиусу), обеспечиваю-

шая круговое движение пара и омывание им всей поверхности охладителя.

К верхней части кожуха пароохладителя приварена пароподводящая труба, второй конец которой проходит через паровой штуцер корпуса с уплотнителем для обеспечения герметичности (рис. 11-7).

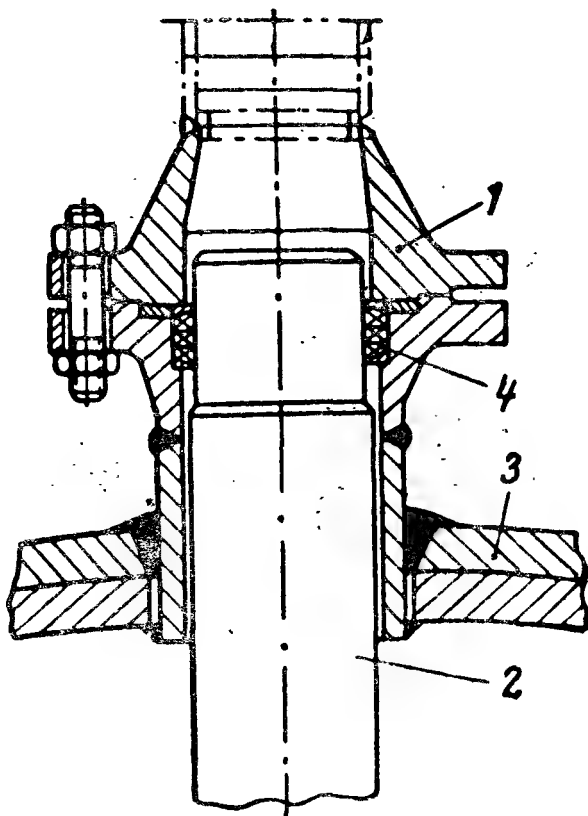


Рис. 11-7. Ввод пара в корпус подогревателя. 1 — паропровод от турбины; 2 — труба к охладителю пара; 3 — корпус подогревателя (верхнее днище), 4 — сальниковое уплотнение

В нижней части трубной системы, размещается охладитель конденсата (часть 1-го хода воды). Четыре секции охладителя, состоящие каждая из 48 спиралей у ПВД № 6 и № 7

и 32 спиралей у ПВД 8 заключены в специальный цилиндрический кожух.

Через каждые 2 ряда спиралей (одну двойную спираль) устанавливаются перегородки с отверстиями для направления движения конденсата. Кожух охладителя конденсата находится в конденсате, уровень которого на 100—200 мм выше верхней части кожуха. Конденсат в охладитель поступает через отверстие в верхней части кожуха, а отводится по дренажной трубе, приваренной к нижней перегородке охладителя.

В зоне насыщенного пара, перегородки установлены через 12 двойных спиралей; они имеют по 24 штампованных отверстия диаметром 75 мм с отбортовкой вверх, которые служат для направления потока пара на спирали и отвода конденсата к стенкам корпуса. Полностью собранная трубная система укрепляется на нижнем днище корпуса. Схема циркуляции питательной воды представлена на рис. 11-8.

Питательная вода делает 3 хода; 1-й ход образован спиралями охладителя конденсата и части собственно подогревателя; 2-й ход образован только спиралями собственно подогревателя; 3-й ход воды образован спиралями охладителя пара; через охладитель проходит только часть потока питательной воды (15÷20%) благодаря установке дроссельной шайбы.

Греющий пар из отбора поступает через пароподводящий патрубок в охладитель пара; благодаря перегородкам он омывает по окружности спирали, отдавая часть тепла перегрева, и выходит через боковое отверстие в кожухе и далее по специальному направляющему коробу в верхнюю часть корпуса. Из верхней части корпуса пар по кольцевому зазору между кожухом и корпусом поступает к трубной системе собственно подогревателя и конденсируется.

Конденсат пара стекает с трубок на перегородки и по ним к стенке корпуса; далее конденсат поступает через верхнее отверстие в охладитель, где, делая несколько ходов благодаря поперечным и вертикальным перегородкам, охлаждается до температуры ниже температуры насыщения.

Скапливающиеся в подогревателе неконденсирующиеся газы отводятся через специальную трубу с отверстиями, расположенную в паровом пространстве над охладителем конденсата.

В таблице 4 приведены основные расчетные параметры подогревателей типа ПВ-350/230.

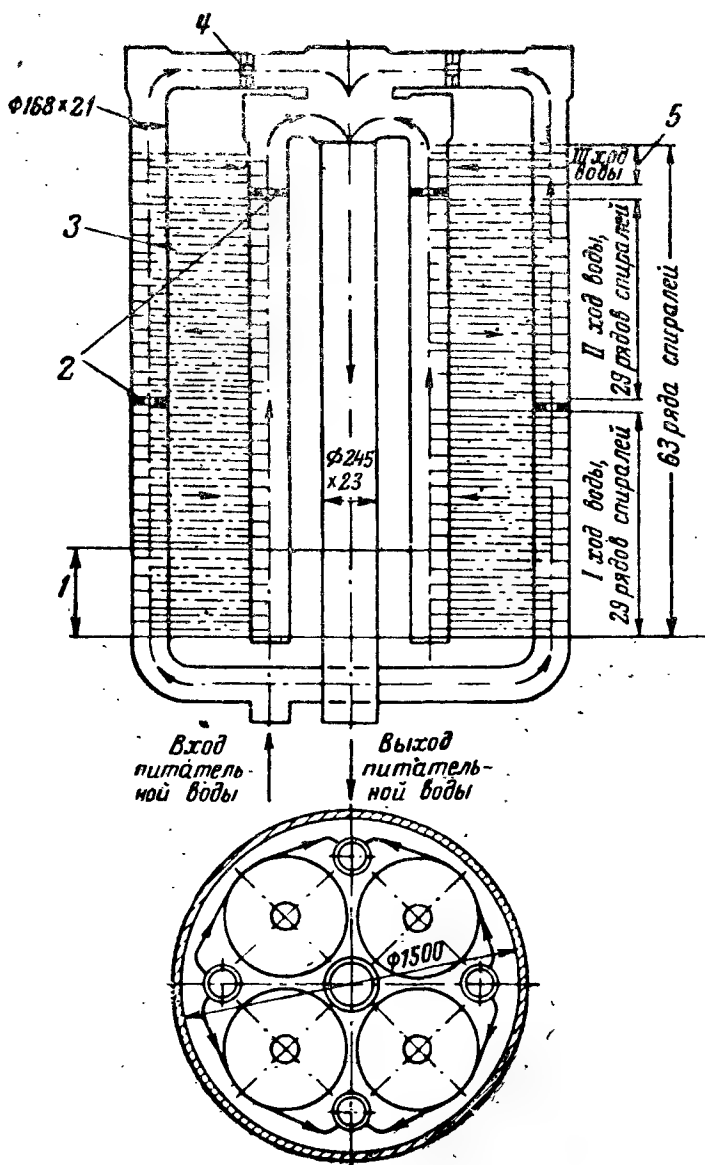


Рис. 11-8. Схема движения питательной воды в трубной системе. 1 — охладитель дренажа, 2 — диафрагма; 3 — спиральный змеевик; (труба диаметром $32 \times 3,5$ мм, длиной 14,1 м); 4 — дроссельная шайба, 5 — охладитель пара

Данные по тепловому расчету подогревателей типа ПВ-350/230

1	Показатели	Типоразмеры подогревателей			
		№ 6	№ 7	№ 8	
		3	4	5	
	Расход питательной воды, т/ч	354	354	354	354
	Температура питательной воды на входе, °С	155	182,5	217,6	217,6
	Давление питательной воды, ата	230	230	230	230
	Давление греющего пара, ата	12	23,9	41,7	41,7
	Температура греющего пара, °С	278,7	356,1	430	430
	Теплосодержание греющего пара, ккал/кг	716,2	752,1	783	783
	Температура насыщения, °С	187	220,6	252	252
Охладитель конденсата	Количество конденсата, т/ч	62,5	46,8	24,6	24,6
	Температура конденсата на входе, °С	187	220,6	252	252
	Температура конденсата на выходе, °С	163	191,6	225	225
	Расход питательной воды через охладитель конденсата, т/ч	146	146	97,7	97,7
	Нагрев питательной воды, °С	10,4	9,8	7,0	7,0
	Скорость воды в трубках, м/сек	1,88	1,94	2,2	2,2
	Скорость конденсата, м/сек	0,63	0,49	0,27	0,27
	Коэффициент теплопередачи с учетом загрязнений, ккал/кв. м. °С	2120	2030	1530	1530
	Среднелогарифмическая разность температур, °С	12,3	15,3	13,8	13,8

1	2	3	4	5
Первый ход (часть собственно подогревателя)	Расчетная поверхность нагрева, m^2	60	47,3	31,4
	Конструктивная поверхность нагрева, m^2	63,6	63,6	42,5
	Расход питательной воды, t/h	208	208	256,3
	Температура воды на входе, $^{\circ}C$	155	182,5	217,6
	Температура воды на выходе (принято), $^{\circ}C$	167,4	205	238
	Среднегарифмический температурный напор, $^{\circ}C$	25,1	25,2	22,8
	Коэффициент теплопередачи с учетом загрязнений, $ккал/кв. м.ч. ^{\circ}C$	2310	2320	2370
	Расчетная поверхность нагрева, m^2	83,2	83,2	104,6
	Конструктивная поверхность нагрева, m^2	92,2	92,2	113,3
	Расход питательной воды, $t.ч.$	354	354	354
Второй ход	Температура питательной воды, (смеси) на входе, $^{\circ}C$	166,9	200	239,2
	Температура воды на выходе (принято) $^{\circ}C$	181	214	246
	Температура греющего пара, $^{\circ}C$	212	245	277
	Теплосодержание греющего пара, $ккал/кг$	680,1	686,3	689,7
	Тепло, переданное во II ходе, $ккал/ч$	5,12.10 ⁶	5,24.10 ⁶	4,55.10 ⁶
	Среднегарифмический напор, $^{\circ}C$	11,8	12,4	10,9
	Коэффициент теплопередачи с учетом загрязнений $ккал/кв м ^{\circ}C$	2710	2610	2680
	Расчетная поверхность нагрева, m^2	160	162,5	155
	Конструктивная поверхность нагрева, m^2	167,2	167,2	167,2

1	2	3	4	5
Собственно подогреватель	Расчетная поверхность, m^2	243,2	245,7	259,6
	Конструктивная поверхность, m^2	259,4	259,4	280,5
Охладитель пара	Расход питательной воды, t/h	57	57	57
	Температура воды на входе (принято), $^{\circ}C$	181	214	246
	Расход пара, t/h	15,7	22,3	24,5
	Температура пара на входе, $^{\circ}C$	272,7	356	430
	Температура пара на выходе, $^{\circ}C$	212	245	277
	Тепло, переданное в охладителе, $kcal/h$	5,65.10 ⁶	1,45.10 ⁶	2,28.10 ⁶
	Температура воды на выходе, $^{\circ}C$	191,1	237,3	281,5
	Нагрев воды в охладителе пара, $^{\circ}C$	10,1	24,3	35,5
	Среднегеографический температурный напор, $^{\circ}C$	49,1	59	67,8
	Скорость пара в охладителе, m/sec	56,7	39,6	25,2
	Скорость воды в трубах, m/sec	1,8	1,9	2,0
	Коэффициент теплопередачи, $kcal/m^2 h ^{\circ}C$	842	1170	1220
	Расчетная поверхность нагрева, m^2	13,7	21,0	24,8
	Конструктивная поверхность нагрева, m^2	26,5	26,5	26,5

1	2	3	4	5
Подогреватель в целом	Температура воды на выходе из подогревателя, °C	182,5	217,6	252,2
	Нагрев воды до температуры насыщения, °C	4,5	3,0	-0,2
	Суммарная расчетная поверхность нагрева, м кв	316,9	314	315,8
	Суммарная конструктивная поверхность нагрева, м кв	349,5	349,5	349,5
	Удельная паровая нагрузка подогревателя в целом, ккал/м ² ч	28.10 ³	35.5.10 ³	35.10 ³
	Удельная паровая нагрузка для собственно подогревателя, ккал/м ²	29.5.10 ³	40.10 ³	35.10 ³

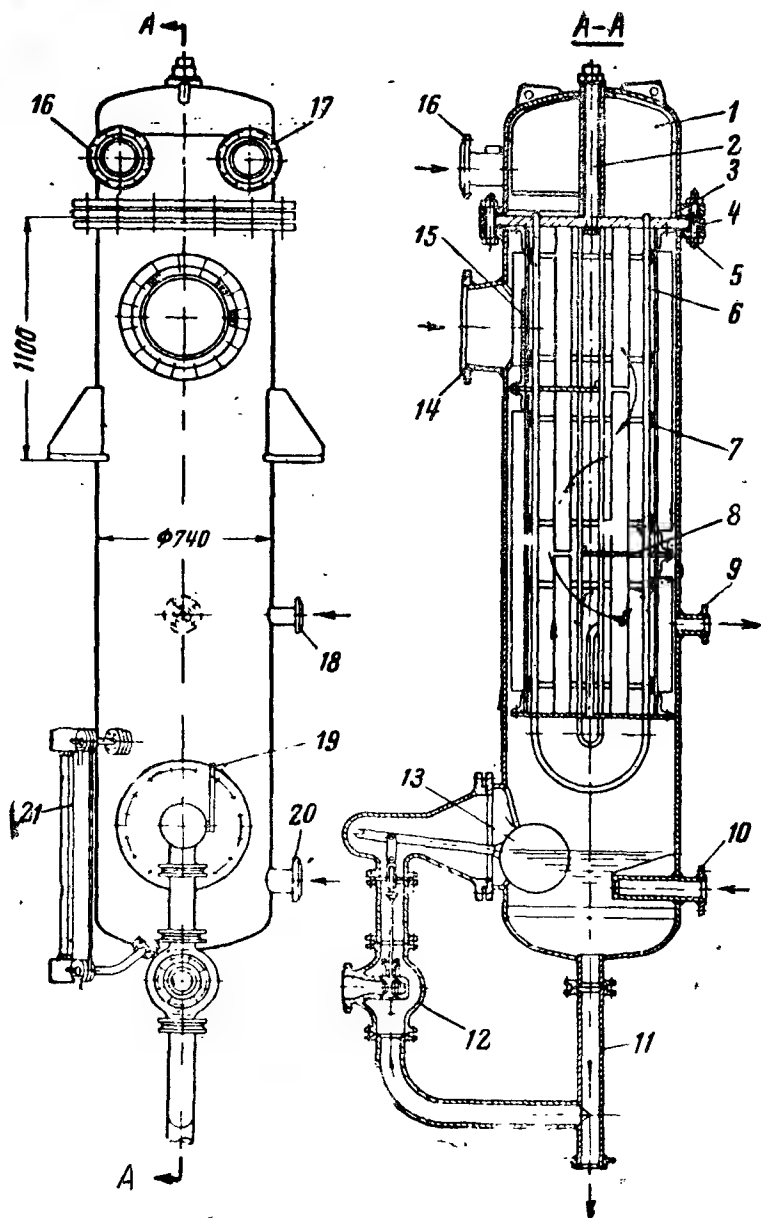


Рис. 11-9. Подогреватель низкого давления. 1—водяная камера; 2—анкерная связь; 3, 5—прокладки из паранита; 4—трубная доска; 6—латунные U-образные трубки; 7—каркас; 8—направляющие перегородки; 9—патрубок отсоса воздуха; 10, 20—приемные патрубки конденсата из смежного подогревателя и испарителя; 11—сливной трубопровод конденсата греющего пара; 12—конденсатоотводчики; 13—поплавок; 14—паровпускной патрубок; 15—пароотборный лист; 16, 17—входной и выходной водяные патрубки основного конденсата; 18—подвод воздуха из смежного подогревателя; 19—рукоятка для принудительного поворота поплавка; 20, 21—показательный прибор.

Как видно из таблицы применение охладителя пара позволяет получить расчетный недогрев $4,5 \div 0,2^\circ\text{C}$. Действительный недогрев может быть еще ниже за счет превышения конструктивной поверхности над расчетной.

Подогреватели высокого давления для мощных блоков 500 и 800 Мвт выполняются аналогичной конструкции; только греющая секция в них выполняется в виде шести секций, а не четырех.

§ 3. Подогреватели низкого давления

Подогреватели низкого давления (рис. 11-9 и рис. 11-10) отечественных турбоустановок выполняются вертикальными и состоят из 3-х основных частей: верхней водяной камеры с патрубками для подвода и отвода конденсата и с перегородками для обеспечения необходимого числа ходов воды, корпуса подогревателя и трубной системы, состоящей из каркаса, трубной доски и U-образных латунных трубок, развальцованных в трубной доске.

Каркас трубной системы образуется системой вертикальных связей (стоек) из швеллеров (или уголков), горизонтальных перегородок, присоединенных на сварке или с помощью болтов.

В перегородках просверлены отверстия под трубки. Перегородки предназначены также для направления потока пара и отвода конденсата, стекающего по трубкам.

Пар в подогреватель подводится через патрубок в корпусе; против патрубка устанавливается отбойный щиток, предохраняющий трубки от эрозии и действия потока пара, входящего в подогреватель с большой скоростью.

Расчетная поверхность нагрева заканчивается нижней перегородкой, то есть конденсация греющего пара должна заканчиваться до нижней перегородки.

Поверхность, образуемая гнутой частью трубок, предназначена для конденсации выпара, получающегося при расширении горячего дренажа, сливаемого каскадно из другого подогревателя.

Конденсат греющего пара отводится из подогревателя через конденсатоотводчик прямого действия или через регулирующий клапан, управляемый электронным автоматическим устройством.

Для удаления некоонденсирующихся газов (воздух, углекислота), препятствующих теплообмену и попадающих в подогреватель вместе с паром или через неплотности при работе

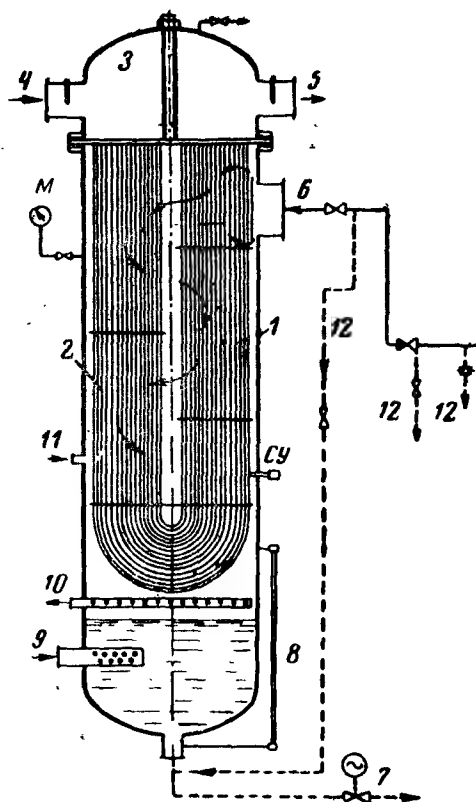


Рис. 11-10. Принципиальная схема подогревателя низкого давления: 1 — корпус; 2 — трубный пучок; 3 — водяная камера; 4 — вход конденсата, 5 — выход конденсата, 6 — вход греющего пара; 7 — отвод дренажа через регулятор уровня, 8 — водоуказательное стекло; 9 — вход дренажа из последующего подогревателя. 10 — отсос неконденсирующихся газов; 11 — вход линии отсоса газов из последующего подогревателя, 12 — дренажи паропровода греющего пара; СУ — импульсные устройства сигнализатора уровня. М — манометр

под вакуумом предусмотрена труба отсоса газов. Эта труба выполняется в виде специального коллектора или кольцевой трубы с отверстиями, располагаемых на высоте 100—200 мм над нормальным уровнем конденсата, где имеет место наибольшая концентрация газов (в конце пути пара, где он практически весь сконденсировался).

Газы из коллектора отсасываются каскадно в следующий подогреватель (с более низким давлением) или в конденсатор. На линии сброса устанавливается регулирующий вентиль или ограничительная шайба, диаметр которой рассчитан примерно на 2,5% максимального расхода пара на подогреватель, во избежание увеличенных проскоков пролетного пара.

Трубные доски подогревателей связаны с верхней водяной камерой (кроме фланцевого соединения) 4—6 анкерными связями для жесткости. Подогреватели за счет перегородок в водяной камере имеют по вводе от 2-х до 6 ходов. Подогреватели низкого давления выполняются как правило в одном корпусе без охладителей пара и охладителей конденсата греющего пара.

Только для турбоустановок К-300-240, К-500-240 и К-800-240 один из ПНД, выполняется со встроенным охладителем пара (на паре после промперегрева, имеющем высокую температуру). Для этого часть трубного пучка заключается в специальный кожух, в который подводится пар; циркулируя части потока конденсата в охладителе, обеспечивается наличием специальных перегородок в водяной камере.

Первые по ходу конденсата и последние по ходу пара подогреватели (ПНД 1) выполняются в виде отдельных пакетов из U-образных трубок, ввальцованных в трубные доски (встроенные в конденсатор подогревателя). Водяные камеры выполняются с наружной стороны конденсатора; трубки располагаются внутри.

Для защиты проточной части турбины при появлении свищей в латунных трубах на пакетах устанавливается специальный защитный кожух.

Конденсат греющего пара из встроенного подогревателя сливается каскадно в конденсатор через гидравлический затвор высотой 12 м.

Охладители конденсата греющего пара в ПНД устанавливаются у отдельных подогревателей. Необходимость их установки обуславливается соответствующими технико-эконо-

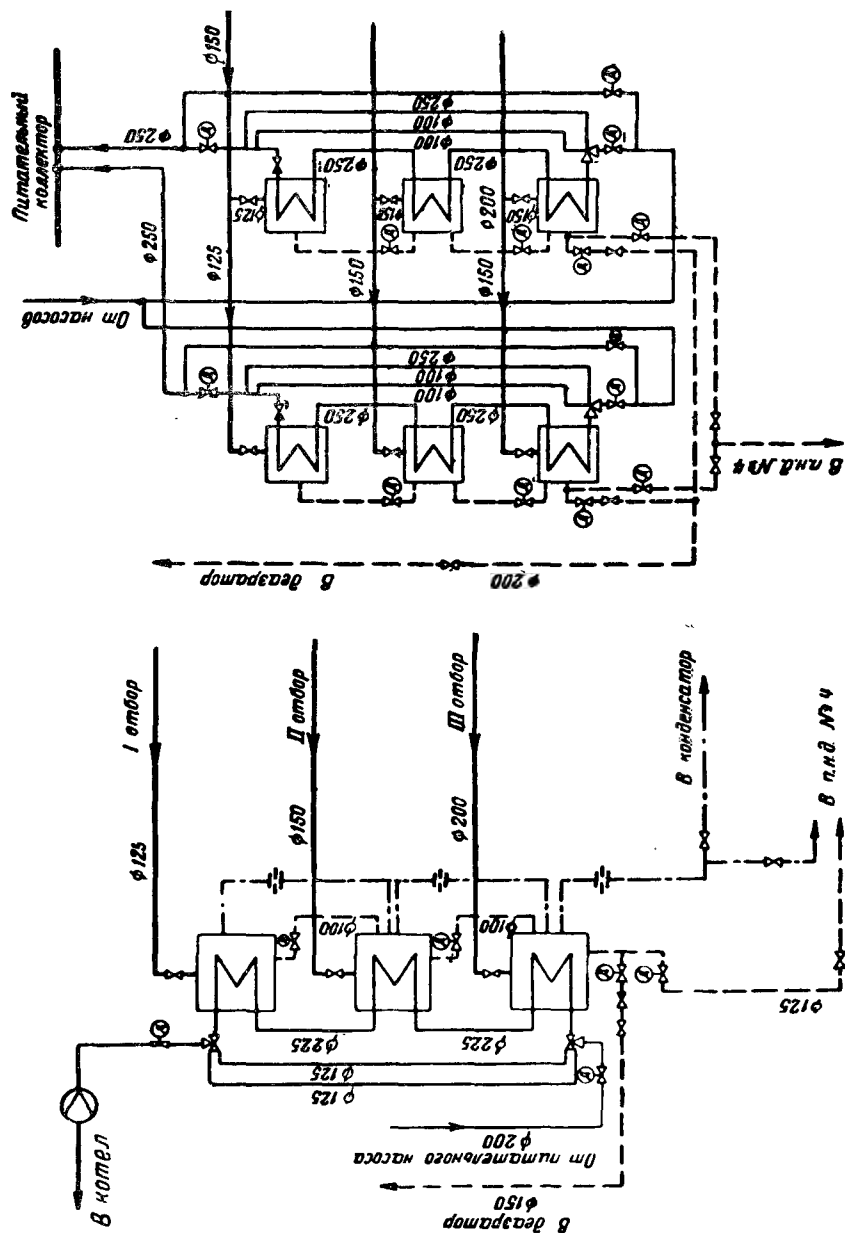


Рис. 11-11. Схемы включения подогревателей высокого давления, а — для турбин типов Т, ПТ и К на 90 атм, 500°C; б — для турбин типа К-300-240

мическими расчетами. Охладители конденсата выполняются выносными, состоящими из отдельных элементов.

Основные данные подогревателей низкого давления и охладителей конденсата, выпускаемых Саратовским заводом тяжелого машиностроения, приведены в таблицах V и VI.

§ 4. Схемы трубопроводов и арматура регенеративных подогревателей

На рис. 11-11, 11-12, 11-13 представлены типовые схемы включения регенеративных подогревателей высокого и низкого давления турбоустановок.

В схемы включены подогреватели, трубопроводы пара, питательной воды и основного конденсата, конденсата греющего пара (дренажа), отсоса воздуха со всей необходимой арматурой. На паропроводах отбора устанавливаются запорная задвижка и обратный клапан.

Задвижка устанавливается непосредственно перед подогревателем для отключения неисправного подогревателя; в ряде случаев при необходимости она используется для регулирования расхода пара на подогреватель. На паропроводах последних (вакуумных) отборов турбин (ПНД I) запорные задвижки и обратный клапан не устанавливаются. Так как паропроводы этого отбора имеют большие диаметры, арматура не может быть размещена по установкам компоновки. Поскольку температура пара в отборе сравнительно невысока, это не приводит к нарушению вальцовки труб.

Отказ от арматуры на вакуумном отборе и трудности компоновки привели к решению выполнять ПНД встроенным в конденсаторы. Для защиты турбин от обратного потока пара из подогревателя и паропровода при сбросе нагрузки, а также от попадания воды на паропроводах отбора устанавливаются обратные клапаны.

Для уменьшения емкости паропроводов, влияющей на динамический заброс оборотов турбины при сбросе нагрузки обратные клапаны устанавливают по возможности ближе к турбине. Разгон турбины может быть вызван обратным потоком пара, имеющимся в подогревателях и трубопроводах отбора, а также дополнительно полученным за счет испарения дренажей в связи с падением давления в отборах при сбросе нагрузки.

Рис. 11-12. Схема включения подогревателей низкого давления турбины ПТ-50-130/13: 1 — конденсатные насосы, 2 — эжектор, 3 — сальниковый охладитель, 4 — ПНД № 1, 5 — сальниковый подогреватель, 6 — ПНД № 2, 7 — ПНД № 3, 8 — ПНД № 4, 9 — расширитель, 10 — сливные насосы, 11 — клапан рециркуляции

Вода в турбину может попасть при разрыве трубок подогревателя и переполнении корпуса подогревателя.

Обратные клапаны оборудованы механизмом принудительного закрытия, включающим гидравлические сервомоторы, поршни которых перемещаются при подаче в цилиндры конденсата от конденсатных насосов (клапаны типа КОС).

Подача конденсата производится отдельными клапанами с соленоидным (электромагнитным) приводом. Обратные клапаны срабатывают от защиты при отключении генератора

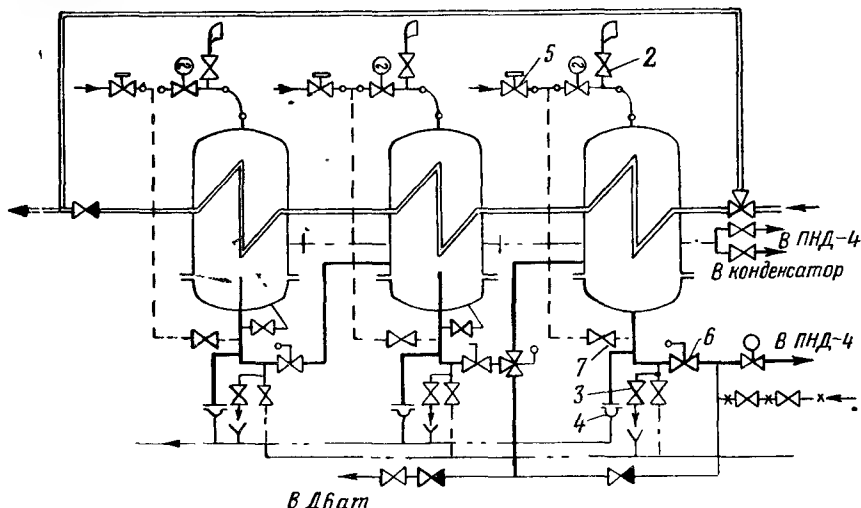


Рис. 11-13. Схемы основных и вспомогательных трубопроводов ПВД турбины К-200-130: 1—3 — вентили; 4 — разрывная предохранительная мембрана; 5 — обратный клапан отбора турбины с гидроприводом; 6 — клапан регулятора уровня конденсата.

— — — трубопровод прогрева ПВД

==
питательная вода

— . — . — отсос неконденсирующихся газов

— — — — — трубопровод прогрева ПВД

—:—:— сбросные и дренажные трубопроводы

—х—х— сорбента и дренажные трубопроводы турбины

или при закрытии стопорных клапанов турбины. Для удаления дренажа при прогреве паропровода перед пуском подогревателя перед запорной задвижкой врезана дренажная линия (рис. 11-10, 11-13); дренаж сбрасывается в паровое пространство соответствующего подогревателя.

давление в ПВД 5 недостаточно для подачи конденсата в деаэраторы, устанавливаемые обычно на высоте 18—25 метров, предусмотрены дополнительные линии со сбросом дренажа каскадно в ПНД 4.

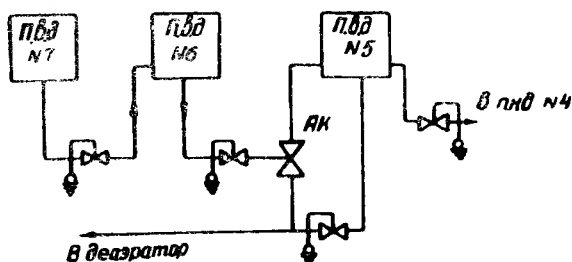


Рис. 11-15. Реконструированная схема отвода конденсата греющего пара ПВД турбины К-200-130 с автоматическим трехходовым клапаном (АК)

Так для блока 200 Мвт конденсат греющего пара отборов на ПВД подается из ПВД 5 в деаэратор 6 ата, устанавливаемый на высоте 25 м (рис. 11-14). Подача дренажа в деаэратор возможна только в диапазоне нагрузок блока 150—200 Мвт.

При нагрузке блока менее 150 Мвт и давлении в ПВД 5 ниже 7,6 атм дренажи направляются в ПНД 4.

Таким образом, при пониженных нагрузках, которые бывают в часы точных провалов нагрузки и в выходные и предвыходные дни, экономичность блока снижается за счет вытеснения отборов низкого давления при сбросе дренажей ПВД в ПНД 4.

На ряде станций (Л. 5, 6) схема конденсатопроводов ПВД реконструирована таким образом, что при понижении нагрузки дренажи ПВД 7 и 6 направляются в деаэратор (рис. 11-15) через специальный 3-х ходовой автоматический клапан (рис. 11-16); дренаж ПВД 5 направляется в ПНД 4.

Следует отметить, что в ПВД 5 при нагрузках ниже 140 Мвт питательная вода практически не нагревается (при $W_3=140$ Мвт расход пара на ПВД 5 составляет по данным испытаний около 1 т/ч). Автоматический 3-х ходовой клапан включается в зависимости от давления пара в корпусе ПВД 5, измеренного контактным манометром ЭКМ. При падении давления в ПВД 5 до заданной величины сигнал от

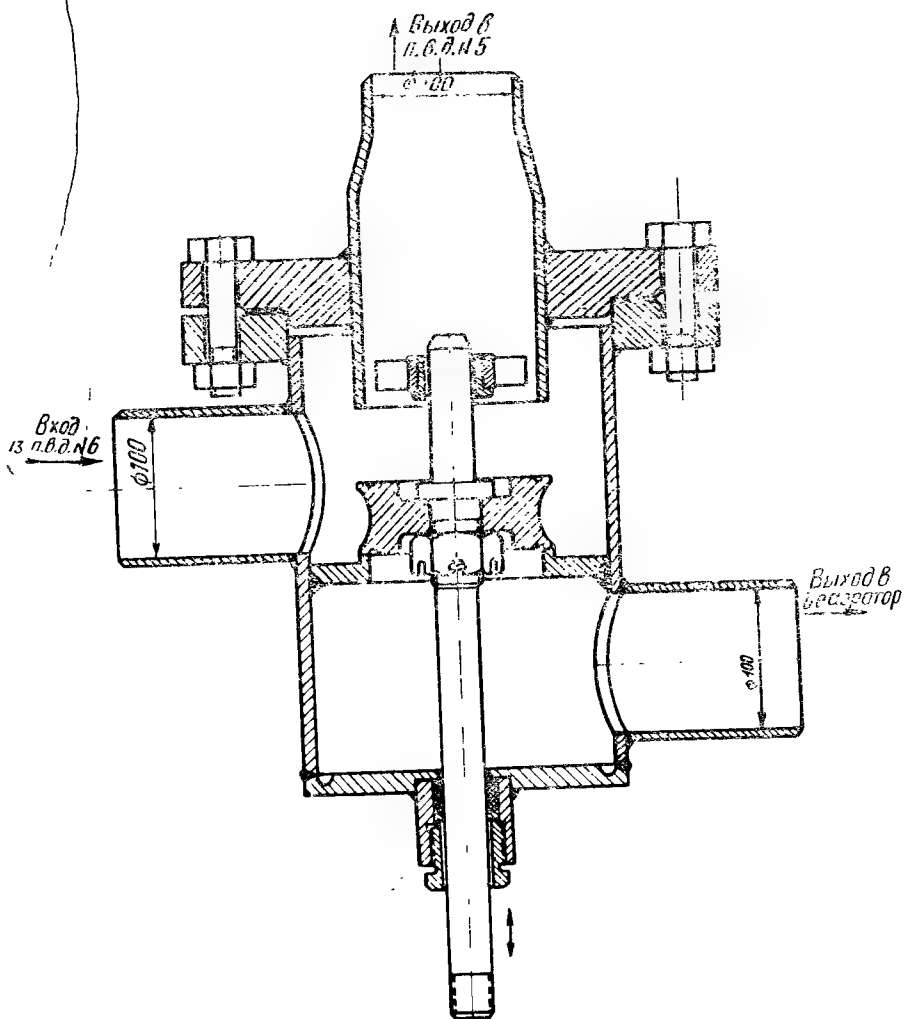


Рис. 11-16. Автоматический клапан

ЭКМ приводит к автоматическому переключению дренажа из ПВД 6 на деаэратор и отключению по дренажу ПВД 6 от ПВД 5. При возрастании давления в корпусе ПВД 5 автоматически восстанавливается прежняя схема. (На блоках 200 Мвт Змиевской ГРЭС такая реконструкция позволяет обеспечить годовую экономию топлива около 600 тун в год).

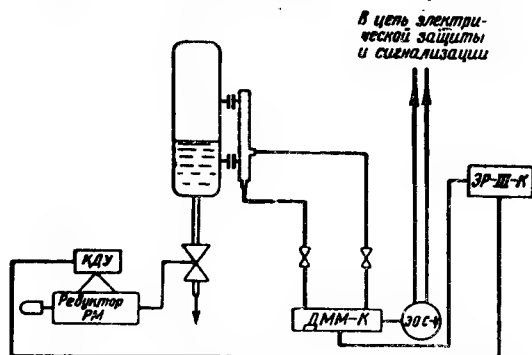


Рис. 11-17. Схема регулирования уровня конденсата в подогревателе

Конденсат греющего пара ПНД (рис. 11-12), как правило, сливается каскадно до ПНД 2, откуда сливными насосами подается в линию основного конденсата за ПНД 2; обычно устанавливается два сливных насоса (один рабочий и один резервный). На случай выхода из строя насосов и переполнения парового пространства ПНД 2 предусмотрена линия автоматического сброса конденсата из ПНД 2 в конденсатор.

Конденсат греющего пара ПНД 1, а также охладителей эжекторов и пара из уплотнений стекает по отдельным трубопроводам в конденсатор турбины. Для обеспечения экономичной работы подогревателей необходимо, чтобы весь пар, поступивший в подогреватели сконденсировался полностью. Нельзя допускать так называемого пролетного пара по дренажным трубам в подогреватели с пониженным давлением из подогревателей с более высоким давлением.

Поэтому в подогревателях всегда поддерживается определенный уровень конденсата греющего пара (для ПВД с охладителями дренажа этот уровень на 50—100 мм выше верхней части кожуха охладителя). Это обеспечивается ус-

тановкой на дренажных трубопроводах регулирующих клапанов. Ранее на подогревателях применялись выносные или встроенные конденсатоотводчики прямого действия; привод регулирующего клапана осуществлялся через систему рычажных связей от поплавка (рис. 11-9).

В настоящее время уровень регулируется электронными автоматическими устройствами (рис. 11-17). Импульс по уровню в подогревателе и подсоединенном к нему измерительном сосуде поступает на дифференциальный манометр ДММ-К-250; при отклонении уровня от заданного в индукционном датчике дифманометра индуцируется ток. Полученный в дифманометре сигнал усиливается в электронном регуляторе типа ЭР-Ш-К и преобразуется в импульсы, управляющие пусковым устройством исполнительного механизма.

В качестве исполнительного механизма используется редуктор типа РМ, выполненный совместно с колонкой дистанционного управления (КДУ-1).

При подаче импульса от электронного регулятора включается электродвигатель редуктора; через двухступенчатую червячную передачу поворачивается выходной вал редуктора и через систему рычагов перемещается плунжер регулирующего клапана, вследствие чего изменяется проходное сечение клапана и восстанавливается нормальный уровень конденсата в подогревателе.

На рис. 11-18 представлена конструкция регулирующего клапана. При небольшой разнице давлений $0,1 \div 0,5 \text{ кг/см}^2$ в подогревателе и пространстве, куда сливается дренаж, при сливе дренажей применяют гидравлические затворы, обеспечивающие слив дренажа, но препятствующие прохождению пара (рис. 11-19).

По питательной воде ПВД включаются в одну нитку (рис. 11-12а), а для мощных турбоустановок (300 Мвт и более), в две нитки с расчетным пропуском каждая в 50% (рис. 11-12б). В настоящее время ПВД блоков 300 Мвт выполняются в одну нитку. Подогреватели высокого давления оборудованы автоматической запорной (см. ниже), отключающей ПВД по воде при разрыве трубок подогревателя. Для отключения подогревателей в ремонт устанавливаются запорные задвижки перед и за группой ПВД; питание котла водой осуществляется в этом случае по специальным обводным линиям с задвижкой.

Следует отметить, что в проектах до 1959 г. подогреватели высокого давления выполнялись с индивидуальной защитой; на каждом подогревателе устанавливались один впускной и один выпускной клапаны, а всего на 3 ПВД 6 клапанов; в соответствии с этим усложнялась и схема конденсатопроводов (отвод конденсата) за счет обводных линий с арматурой помимо отключаемых в ремонт подогревателей. Применение групповой защиты (рис. 11-11, 13) поз-

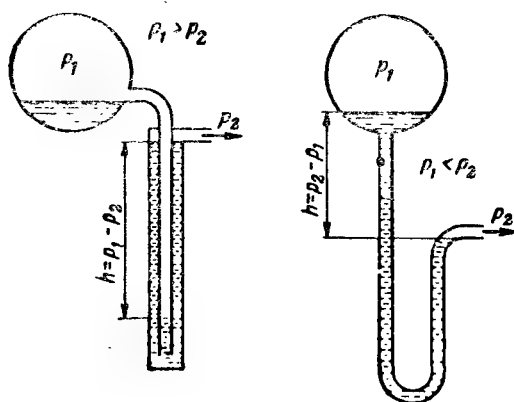


Рис. 11-19. Устройство гидравлических затворов для слива воды из различных сосудов при малых перепадах давления

волило сократить количество арматуры, и за счет этого в значительной степени упростить схему, обслуживание ПВД, повысить надежность работы. При этом существенно уменьшилось гидравлическое сопротивление ПВД, что в свою очередь, привело к снижению напора питательных насосов и сокращению расхода электроэнергии на перекачку питательной воды.

Подогреватели низкого давления по основному конденсату включаются в одну нитку. На рис. 11-12 представлена схема включения ПНД для турбины ЛТ-50-100/13. Основной конденсат турбины прокачивается конденсатными насосами последовательно через охладители эжекторов, встроенный подогреватель низкого давления № 1, два охладителя пара из уплотнений (сальниковый подогреватель и сальниковый охладитель) и ПНД №№ 2, 3 и 4.

Через охладители эжекторов и пара из уплотнений прокачивается только часть основного конденсата, необходимая для обеспечения их нормальной работы.

При малых расходах пара в конденсатор (низкие нагрузки конденсационных турбин или теплофикационные режимы с минимальными пропусками пара в конденсатор турбин с регулируемыми отборами пара) включается линия рециркуляции.

На линии основного конденсата устанавливаются запорные задвижки для отключения подогревателей в ремонт; в этом случае основной конденсат прокачивается по обводным линиям, на которых также установлены задвижки. В ранних схемах предусматривались обводные линии у каждого ПНД; в современных схемах ввиду высокой надежности ПНД предусматривается групповой обвод ПНД, что приводит к упрощению схемы за счет сокращения числа задвижек и снижения гидравлических сопротивлений. Охладители пара эжекторов и уплотнений должны постоянно находиться в работе, так как без них невозможна работа турбины.

К трубопроводам регенеративных подогревателей относятся также трубопроводы отсоса воздуха и неконденсирующихся газов. Применяется каскадный отвод из ПВД к ПНД и далее в конденсатор; предусматриваются обводные линии со сбросом паровоздушной смеси непосредственно в конденсатор.

На трубопроводах отсоса устанавливаются ограничительные шайбы, рассчитанные на отвод паровоздушной смеси в количестве 0,25% от максимального расхода пара на данный подогреватель, или регулирующие вентили. Для надежного отсоса газов в подогревателях должен поддерживаться постоянный уровень конденсата; газы отсасываются через специальную трубу, устанавливаемую на 100—200 мм выше уровня конденсата, т. е. в зоне наиболее высокой концентрации CO_2 .

При значительном содержании в конденсате углекислоты (особенно в конденсаторах испарителей) предусматривается баббатажное устройство для подачи части греющего пара под слой конденсата (рис. 11-20).

§ 5. Автоматические защитные устройства и тепловой контроль регенеративных подогревателей

Для защиты турбины от попадания воды при переполнении подогревателей от разрыва трубок предусматривается

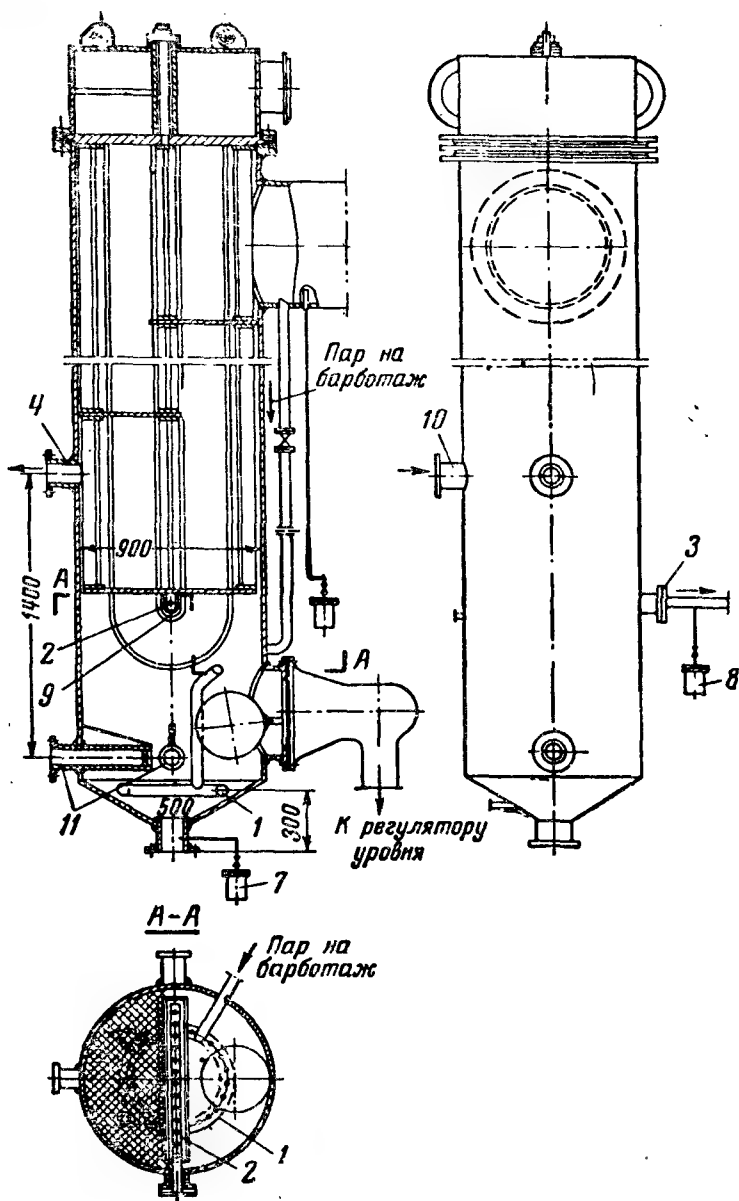


Рис. 11-20. Схема отсоса газов из подогревателя ПН-130

автоматическое защитное устройство, отключающее подогреватели. Защита устанавливается только на подогревателях высокого давления.

Групповая защита ПВД (на группу из 2—3-х подогревателей) включает комбинированный впускной клапан, обрат-

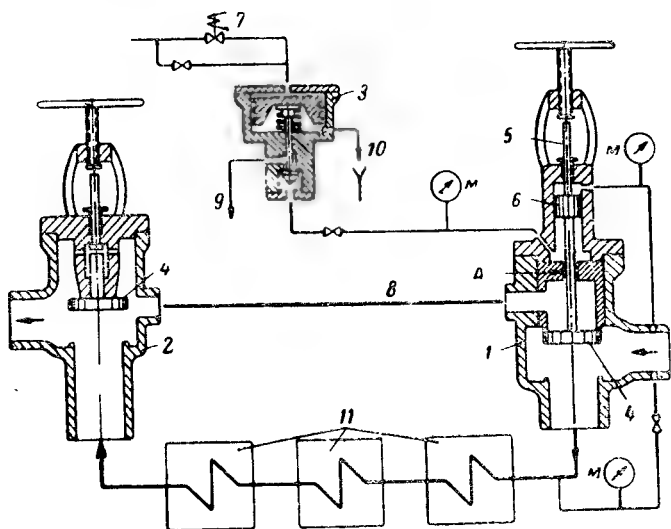


Рис. 11-21. Схема групповой защиты ПВД в заводском исполнении:

1 — впускной клапан; 2 — обратный клапан; 3 — автоматический клапан; 4 — тарелка клапана; 5 — шток клапана; 6 — поршень гидропривода; 7 — электромагнитный клапан; 8 — линия аварийного обвода ПВД; 9 — линия сброса воды из-под поршня при срабатывании защиты; 10 — слив протечек высокого давления. А — зазор вокруг штока для прохода системы под поршень; ВЗ — вентиль для заполнения трубной системы

ный клапан, две перепускные трубы, автоматический клапан, электромагнитный клапан и трубопроводы с арматурой (рис. 11-22).

Комбинированный впускной клапан устанавливается на входе в подогреватель и служит для отключения ПВД и перепуска питательной воды помимо трубной системы ПВД по двум перепускным трубам, соединяющим полость над тарелкой перепускного клапана с корпусом обратного. Обратный клапан устанавливается на выходе питательной воды из последнего в группе ПВД.

При отключённом подогревателе тарелки перепускного и обратного клапанов находятся в нижнем положении, перекрывая доступ воды в трубную систему.

При включении ПВД в работу трубная система заполняется питательной водой через линию с вентилем ВЗ заполнения. Давление воды по обе стороны тарелки выравнивается, но за счет разницы усилий, действующих на верх-

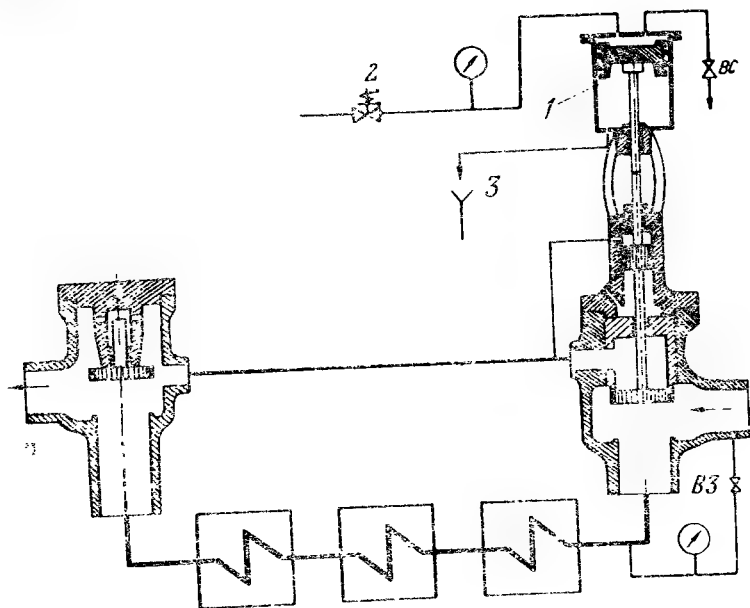


Рис. 11-22. Реконструированные схемы защиты ПВД: 1 — гидравлический сервомотор; 2 — электромагнитный клапан; 3 — линия слива протечек при работе клапана. ВС — вентиль сброса воды из надпоршневого пространства для включения ПВД. ВЗ — вентиль для заполнения

нюю и нижнюю площади тарелки клапан автоматически открывается. Выталкивающая сила равна произведению давления воды на площадь штока. Эта сила для ПВД блока 200 Мвт составляет ~ 1600 кг.

После заполнения вентиль на линии заполнения закрывается, чтобы при срабатывании защиты вода не могла попасть в трубную систему.

После открытия впускного клапана и посадки клапана на верхнее седло питательная вода поступает в трубную систе-

му и поднимает тарелку обратного клапана. На рис. 11-21 оба клапана находятся в рабочем положении; тарелка обратного клапана потоком воды удерживается в верхнем положении.

Переполнение парового пространства любого из подогревателей приводит к появлению электрического импульса на открытие электромагнитного клапана 7 и подаче конденсата (от конденсатных насосов с напором 12—15 *ата*) на поршень автоматического клапана 3. Клапан 3 обычно находится в закрытом состоянии, под действием пружины, перекрывая линию сброса конденсата.

При открытии клапана питательная вода сбрасывается из-под поршня 6, находящегося под давлением питательной воды сверху. В пространство над поршнем вода подается через отверстие $\varnothing 20$ мм, а в пространство под поршнем через кольцевой зазор $A = 0,1 \div 0,2$ мм.

Поршень вместе со штоком перемещается вниз и тарелка клапана садится на нижнее седло, отключая подогреватель. Трубная система, таким образом отключается и питательная вода направляется по обводным линиям 8; обратный клапан при этом закрывается. Как показал опыт эксплуатации наличие шпинделей с маховиками для закрытия клапанов не вызвано особой необходимостью, так как при неисправности клапанов или течи в трубной системе подогреватели отключаются запорными задвижками.

Описанная конструкция защиты имеет ряд существенных недостатков.

При эксплуатации автоматический клапан 3 быстро изнашивается, нарушается плотность его посадки, что требует частых ремонтов и притирки клапана. Зазор между поршнем 6 и корпусом впускного клапана, составляющий $0,1 \div 0,15$ мм вследствие износа увеличивается, что приводит к изменению перестановочных усилий, воздействующих на поршень, и нарушению работы клапана.

На некоторых электростанциях применяется реконструированная схема защиты с гидравлическим сервомотором (рис. 11-22), описанная в (Л. 8).

К цилиндру сервомотора присоединены трубопроводы подвода и отвода конденсата. Подача конденсата осуществляется электромагнитным клапаном $\varnothing 50$ мм для быстрого действия защиты (защита срабатывает за $2 \div 3$ м/сек). Поршень сервомотора имеет диаметр 300 мм. При давлении конденсата в 15 *ата* перестановочное усилие составляет 10 т (запас составляет $20 \div 25\%$).

Для включения ПВД закрывается электромагнитный клапан и открывается вентиль (ВЗ) Ø 20 мм сброса конденсата. При открытии вентиля (ВЗ) трубная система заполняется водой и клапан открывается. Таким образом в данной конструкции обеспечивается простота и высокая надежность привода впускного клапана.

Для демпфирования выполнен подвод питательной воды из обводной линии в полость под поршнем.

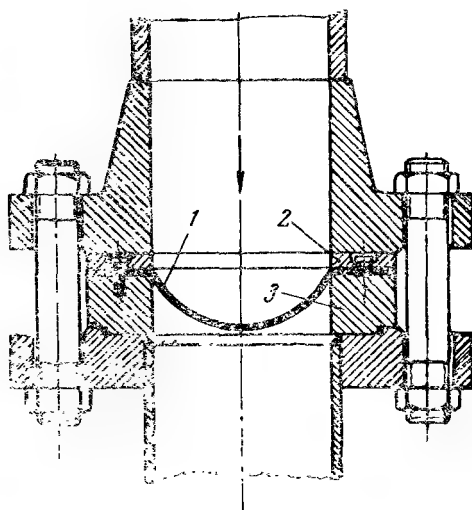


Рис. 11-23. Предохранительное мембранное устройство. 1 — разрывная мембрана с вакуумной подпоркой; 2 — верхняя прижимная шайба; 3 — нижняя прижимная шайба

В ряде конструкций с этой целью выполняются сверления в поршне. Отверстие сброса питательной воды из-под поршня заглушивается. Обратный клапан выполняется сейчас заводом со сплошной крышкой.

Для обеспечения экономичной и надежной работы регенеративных подогревателей кроме защиты ПВД устанавливаются следующие автоматические устройства: регулирование уровня конденсата в корпусах подогревателей; включение резервного сливного насоса при аварийном отключении работающего; сброс конденсата в конденсатор при

переполнении парового пространства ПНД (в случае отказа в работе сливных насосов ПНД); переключение слива конденсата из ПВД на ПНД 4 (при снижении нагрузки). В условиях эксплуатации в ряде случаев возможно повышение давления и температуры в корпусах ПВД до давления и температуры в первом отборе турбины (отсутствие уровня конденсата или слива из ПВД 5 и соединение и заполнение паром 1-го отбора всех ПВД через трубопроводы отсоса воздуха и слива конденсата греющего пара).

Для защиты ПВД при этом выполняется схема (Л. 4, 5), когда обратные клапаны турбины (КОС) и задвижки на отборах закрываются одновременно с действием защиты ПВД.

Обратные клапаны закрываются за 3—5 сек; задвижки — за 100—150 сек. При разрыве трубок и отказе защиты ПВД возможно повышение давления в корпусах до давления питательной воды.

Для защиты корпусов на специальных сбросных трубопроводах конденсата греющего пара каждого ПВД (рис. 11-13) устанавливаются предохранительные разрывные диафрагмы (рис. 11-23) из листовой стали IX18H9T толщиной 0,1÷0,3 мм, которые заменяются после каждых 2000 часов работы.

Для контроля за работой регенеративных подогревателей устанавливаются следующие сигналы, приборы и средства дистанционного управления:

а) сигнализация повышения уровня конденсата в подогревателях выше нормального;

б) сигнализация закрытия обратных клапанов на отборах турбины;

в) сигнализация включения или отключения электродвигателей сливных насосов;

г) указатели положения регулирующих клапанов на сливе конденсата;

д) ключи дистанционного включения электродвигателей сливных насосов;

е) ключи управления КДУ регуляторов уровня, позволяющие открыть регулирующие клапаны.

Для определения экономичности турбинной установки устанавливаются регистрирующие приборы по расходу питательной воды за ПВД, основного конденсата перед ПНД и перед деаэратором, по температуре питательной воды за ПВД и конденсата за ПНД и конденсатными насосами.

Кроме перечисленных приборов по месту непосредственно у подогревателей устанавливаются манометры и мановакуумметры для измерения давления пара в отборах и в корпусах подогревателей, давление питательной воды и конденсата; гильзы под ртутные термометры для измерения температур пара на входе, питательной воды и основного конденсата на входе и выходе, конденсата греющего пара на выходе. Подогреватели по месту оборудуются водомерными колонками и водоуказательными стеклами для контроля за уровнем конденсата и указателями открытия клапанов регуляторов уровня.

§ 6. Эксплуатация регенеративных подогревателей

Эксплуатация регенеративных подогревателей производится в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации ПТЭ и техники безопасности.

ПВД и ПНД подлежат обязательной регистрации в инспекции Госгортехнадзора и подвергаются 1 раз в год наружному осмотру, 1 раз в 3 года внутреннему осмотру и 1 раз в 6 лет гидравлическому испытанию.

Пробное гидравлическое давление зависит от рабочего давления и составляет: $P_{\text{п}} = 1,5 P$, но не менее 2 ати при рабочем давлении $P < 5$ ати и $P_{\text{п}} = 1,25 P$, но не менее $P = 3$ ати при рабочем давлении > 5 ати.

Расчетные давления по водяной стороне для подогревателей выбираются исходя из максимальных давлений, создаваемых питательными для ПВД и конденсатными для ПНД насосами при работе на холодной воде при расходе, равном нулю для конденсатных насосов и при расходе через сбросные линии рециркуляции для питательных насосов. При выборе давления воды необходимо, чтобы температура насыщения при этом давлении была всегда выше максимально возможной по условиям нагрева температуры питательной воды или конденсата во избежание вскипания и возникновения гидравлических ударов.

Особое внимание при этом следует уделять ПНД, включенными перед деаэраторами.

В схемах нецелесообразно, исходя из этих условий, применять смесители, где происходит смешение горячих дренажей и где возможно вскипание.

Основными условиями, которые необходимо выдерживать при эксплуатации подогревателей, являются надежность и

работе и экономичность. Надежность работы определяется исправностью подогревателей и временем их работы.

Наиболее часто встречающимися дефектами в работе подогревателей являются появление свищей в местах некачественной сварки и литья ПВД; пропаривание фланцевого соединения ПВД, отказ в работе защитного устройства ПВД.

Нарушение плотности фланцевого соединения в горизонтальном разъеме вызывается, как правило, резким изменением температурного режима корпуса, связанным со значительным колебанием уровня конденсата или срабатыванием защиты ПВД. При нормальной работе горизонтальный разъем находится в зоне конденсата; при снижении уровня разъем омывается неохлаждаемым паром. Быстрый прогрев фланцев вызывает некоторое вытягивание шпилек и нарушение плотности разъема.

Кроме того при сборке корпуса трудно обеспечить плотное прилегание уплотняющих поверхностей фланцев с диаметром около 2 метров (массивные воротниковые фланцы после приварки к корпусу и днищу оказываются искривленными из-за влияния остаточных деформаций).

При срабатывании защиты ПВД блока 200 Мвт (Л. 5, 6) температура металла витков в зоне парохладителя ПВД-5 повышается с 230 до 310 со скоростью $27^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ и в пределе может достичь температуры пара соответствующего отбора.

Последующее включение ПВД по воде приводит к снижению температуры металла до 230°C за 2 минуты со скоростью $35^{\circ}\text{C}/\text{мин}$. При наличии коллекторов $\varnothing 219$ мм с толщиной стенки 29 мм в местах приварки спиралей $\varnothing 32 \times \times 3,5$ мм в коллекторах возникают опасные термические напряжения, приводящие в конечном итоге к появлению свищей.

Установка вместо паранитовых прокладок медных и алюминиевых с усилением затяжки фланцев не обеспечивает надлежащей плотности.

В настоящее время применяют новую конструкцию уплотнения мембранного типа (рис. 11-24) (Л. 4, 5). Из листового железа толщиной 3—5 мм вырезаются 2 кольца. Одно из них приваривается к выступу верхнего фланца, а второе — к специальной вставке (кольцу) толщиной 18÷20 мм, укладываемой в паз нижнего фланца. Вставка необходима для увеличения зазора между фланцами и заполнения заводского паза.

Снаружи две полосы уплотнения завариваются автогеном; для лучшего доступа к шву часть поверхности фланцев снимается шлифовальной машиной. Для вскрытия подогревателя сварной шов удаляется автогеном. Вскрытие и последующая заварка с одним уплотнением возможны не менее 5 раз. Уплотнение указанного типа полностью компенсирует температурные напряжения и зарекомендовало себя в работе с положительной стороны.

В ряде заводских конструкций были выполнены корпуса бесфланцевой типа, на сварке. При ремонте приходилось корпус разрезать и затем при сборке снова сваривать. Из-за трудностей обработки свариваемых поверхностей от такой конструкции в дальнейшем отказались. Экономичность регенеративных подогревателей определяется величинами недогрева до температуры насыщения греющего пара и переохлаждением конденсата греющего пара, а также гидравлическим и сопротивлением тракта конденсата и питательной воды.

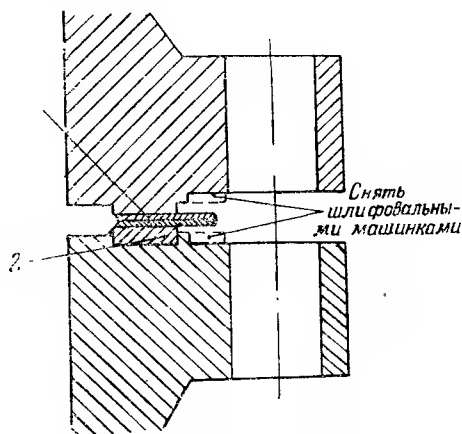


Рис. 11-24. Мембранное уплотнение горизонтального подъема ПВД: 1 — мембрана; 2 — вставка

Величина недогрева зависит от чистоты поверхности нагрева, наличия воздуха и неконденсирующихся газов в паровом пространстве, уровня конденсата (при повышении уровня и затоплении части трубной системы возможно снижение температуры воды).

Поэтому в условиях эксплуатации необходимо вести контроль за работой подогревателей по температуре питательной воды и конденсата и обеспечивать надлежащие условия работы теплообменников.

Работа с увеличенными против расчетных недогревами в подогревателях приводит к значительному снижению тепловой экономичности; так для турбин на 90 атм/500°C увеличение недогрева во всех подогревателях на 5°C приводит к перерасходу тепла турбоустановки на 0,75%. Отключение отдельных подогревателей приводит к увеличению тепловой нагрузки последующих, к перераспределению отборов пара против расчетного и соответственно к увеличению расхода тепла на турбину.

Нарушение плотности впускного клапана приводит к перетокам части воды помимо трубной системы ПВД через обводные трубопроводы, что снижает температуру воды на выходе из ПВД (после обратного клапана). Для контроля плотности целесообразно контролировать температуру воды на выходе из ПВД и за местом включения обводных трубопроводов.

Надежная работа подогревателей в значительной степени зависит от соблюдения соответствующих инструкций по эксплуатации, пуску и останову подогревателей.

При включении подогревателей или при их останове необходимо следить за их температурным режимом. Не допускается подача пара в холодный подогреватель без протока воды. В этом случае возможен значительный нагрев трубок и повышение давления воды в них выше расчетного. Поэтому всегда при пуске после ремонта сначала обеспечивают циркуляцию воды открытием задвижек на входе и выходе, а затем подают пар, после прогрева паропровода. Подача пара осуществляется медленным открытием задвижки, с тем, чтобы в ПВД, элементы которых выполнены с большой толщиной стенки (коллекторы, тройники, фланцы) температура питательной воды повышалась со скоростью не более $1,5 \div 2^\circ\text{C}/\text{мин}$. При отключении подогревателей сначала медленно закрывают доступ пара, а затем отключают по воде; медленное отключение необходимо производить с тем, чтобы не вызывать резкого нарушения работы смежных подогревателей. Так при отключении ПВД температуру питательной воды целесообразно снижать со скоростью $2 \div 3^\circ\text{C}/\text{мин}$. Перед включением ПВД, а также при остановке блока после

заполнения проверяется плотность трубной системы по отсутствию течи воды из дренажей корпусов.

Перед пуском ПВД после ремонта или при пуске блока перед подачей греющего пара проверяется работа защитного устройства.

Если подогреватели пускаются при работающей турбине, необходимо предварительно обеспечить их прогрев. Прогрев осуществляется паром через дренажный трубопровод при открытых воздушниках на паропроводах непосредственно перед корпусом (рис. 11-13). При эксплуатации необходимо контролировать положение регулирующих клапанов (степень их открытия) на сливе конденсата и состояние водомерных стекол периодически проводя их продувку. Увеличение степени открытия клапана указывает на нерасчетный режим подогревателя (увеличенный расход воды, пониженная температура воды на входе) или наличие неплотности в трубной системе.

Неисправность регуляторов уровня может также привести к переполнению подогревателя с опасностью заброса воды в паропровод отбора и в турбину. В этих случаях необходимо подогреватели вывести в ремонт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рихтер Л. А., Влияние аэродинамических факторов на эффективность работы электрофильтров, Электрические станции, 1957, № 10.
2. Рихтер Л. А., Козлов Ю. Г., Влияние неравномерности потока на эффективность работы многокорпусных электрофильтров, Электрические станции, 1966, № 11.
3. Рихтер Л. А., Газовоздушные тракты Тепловых электростанций, Энергия, 1969.
4. Тубянский Л. И., Френкель Л. Д., Паровые турбины высокого давления ЛМЗ, ГЭИ, 1956 г.
5. Трубопроводы и питательные установки, Паротурбинные установки, Пособие для изучения ПТЭ, Энергия, 1966 г.
6. Руководящие указания по эксплуатации регенеративных подогревателей, ГЭИ, 1962 г.
7. Кроль А. Я., Эксплуатация блочных турбинных установок большой мощности, Энергия, 1965.
8. Кроль А. Я., Опыт модернизации вспомогательного оборудования блоков 200 Мвт, Змиевской ГРЭС, БТИ ОРГРЭС, 1965.
9. Федоров В. П., Кроль А. Я., Поспелов Д. Н., Опыт эксплуатации подогревателей высокого давления, Ж-л «Электрические станции», № 6, 1969 г.
10. Гиршфельд В. Я., Князев А. М., Тепловой расчет станционных теплообменников, Изд-во МЭИ, 1963.

11. Берман С. С., Теплообменные аппараты и конденсационные устройства турбоустановок, Машгиз, 1959.

12. Копьев С. Ф., Вспомогательное оборудование машинных цехов электростанций, ГЭИ, 1954.

13. Михеев М. А., Основы теплопередачи, ГЭИ, 1965.

14. Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А. С., Теплопередача, Энергия, 1969.

15. Турбины паровые стационарные. Подогреватели регенеративные, Отраслевой стандарт, 1969 г.

Подогреватели высокого давления

№ п/п.	Типы подогревателей	Расчетные параметры			Вес аппарата без армату- ры, кг
		производ. подогр. т/ч	давление пара, атм	температу- ра пара, °С	
1	ПВ 50/180 № 1	87	32,2	412	5413
2	ПВ 50/180 № 2	87	19,7	360	5278
3	ПВ-180-180-20	180	20	340	13010
4	ПВ-180-180-33	180	33	435	14715
5	ПВ-250-180-21	363	21	350	16250
6	ПВ-250-180-33	363	33	410	18180
7	ПВ-350-230-21М	375	21	355	19935
8	ПВ-350-230-36М	375	36	430	23395
9	ПВ-350-230-50М	375	50	440	25290
10	ПВ-425-230-13М	500	13	450	27134
11	ПВ-425-230-23М	500	23	530	29130
12	ПВ-425-230-35М	500	35	390	32295
13	ПВ-450-380-17М	475	17	450	34965
14	ПВ-450-380-66М	475	56	395	48355
15	ПВ-500-230-14М	600	14	480	29905
16	ПВ-500-230-30М	600	30	365	32085
17	ПВ-500-230-44М	600	44	416	35285
18	ПВ-600-380-42М	475	42	335	47715
19	ПВ-900-380-18	950	18	460	69850
20	ПВ-900-380-66	950	63	390	88320
21	ПВ-1200-380-42	950	42	335	90930
22	ПВ-1600-92-15	1460	15	192	93985
23	ПВ-1600-92-20	1460	20	211	93785
24	ПВ-1600-92-30	1460	30	230	93725

Подогреватели низкого давления, изготавливаемые Саратовским заводом
тяжелого машиностроения

№ п/п.	Наименование аппарата	Поверхность нагрузки	По корпусу			По труб. системе		Номин. рас- ход пита- тельн. воды <i>т/час</i>	Наружный Ø корпуса и толщина стенки	Сухой вес аппарата, в кг	
			<i>P</i> , кг/см ²	<i>t</i> , °C	раб.	среди	<i>P</i> , кг/см ²				<i>t</i> , °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	ПН.56.16.4.1	56	4	240	16		100	820×8	2039,4		
2	ПН.56.16.4.II	56	4	240	16		100	820×8	2071,4		
3	ПН.67.12.7.I	67	7	240	12		100	720×8	1962,0		
4	ПН.67.12.7.II	67	7	240	12		100	720×8	1985,0		
5	ПН.90.16.4.I	90	4	200	16		160	1020×8	2930,0		
6	ПН.90.16.4.II	90	4	200	16		160	1020×8	2932,0		
7	ПН.90.16.4.IIIсв	90	4	400	16		160	1020×8	2933,64		
8	ПН.90.16.4.III	90	4	200	16		160	1020×8	2933,64		
9	ПН.100.16.4.I	100	4	240	16		160	1020×8	2900,0		
10	ПН.100.16.4.II	100	4	240	16		160	1020×8	2903,0		
11	ПН.100.16.4.IIIсв	100	4	240	16		160	1020×8	2939,0		
12	ПН.100.16.4.III	100	4	240	16		160	1020×8	2939,0		
13	ПН.130.16.9.I	130	9	400	16		315	1020×8	3554,0		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ПН.130.16.9IIсв	130	9	400	16		315	1020×8	3533,6
15	ПН.130.16.9II	130	9	400	16		315	1020×8	3533,6
16	ПН.130.16.9IIсв	130	9	400	16		230	1020×8	3616,0
17	ПН.150.16.4I	150	4	130	16		280	1020×8	3674
18	ПН.150.16.4II	160	4	130	16		280	1020×8	3703,0
19	ПН.200.16.7.II	200	7	240	16		350	1224×8	5233,0
20	ПН.200.16.7.II	200	7	240	16		350	1224×8	5408,0
21	ПН.250.16.7.I	250	7	400	16		400	1224×12	6167,5
22	ПН.250.16.7.II	250	7	400	16		400	1224×12	6236,0
23	ПН.250.16.7.IIIсв	250	7	400	16		400	1224×12	6274,0
24	ПН.250.16.7.IVсв	250	7	400	16		400	1224×12	6146,0
25	ПН.250.16.7.IIIx	250	7	400	16		400	1224×12	6293,0
26	ПН.300.16.7.I	300	7	400	16		400	1224×12	6548,0
27	ПН.300.16.7.II	300	7	400	16		520	1224×12	6543,0
28	ПН.400.24.0.17.I	400	0,17	250	24	50	—	1620×10	10694,0
29	ПН.400.26.7.I	400	7	400	26		750	1624×12	12638,0
30	ПН.400.26.7.II	400	7	400	26		750	1624×12	10580,0
31	ПН.400.26.7.III	400	7	400	26		750	1624×12	10777,0
32	ПН.400.26.7.IIx	400	7	400	26		750	1624×12	10567,0

Охладители конденсата греющего пара, изготавливаемые Саратовским заводом тяжелого машиностроения

№ п/п.	Наименование аппарата	Поверхн. нагрева	По корпусу		По трубной системе		Наружный корпус и толщина стенки	Сухой вес аппарата
			$P, \text{кг/см}^2$	$t, ^\circ\text{C}$	$P, \text{кг/см}^2$	$t, ^\circ\text{C}$		
1	ПНГ-85	25	8	180	13	160	720×6	1851,0
2	ПНГ-75	75	2	120	4	115	860×8	3004,0
3	ПНГ-100	100	5,5	155	20	150	820×8	4247,0
4	ПНГ-130	130	10	160	9	137	426×11	5190,0

Примечание: 1. Поверхность нагрева выполнена из U-образных латунных труб.

2. Римская цифра обозначает модификацию, характеризующую габариты подогревателя и диаметры условных проходов пагрубков, подвода греющего пара, подвода и отвода питательной воды и отвода конденсата греющего пара.

Охладители конденсата греющего пара, изготавливаемые Саратовским заводом тяжелого машиностроения

№ п/п.	Наименование аппарата	Поверх- ность нагрева	По корпусу			По трубной системе			Наружный корпус и толщина стенки	Сухой вес аппарата
			$P, \text{кг/см}^2$	$t, ^\circ\text{C}$	среды	$P, \text{кг/см}^2$	$t, ^\circ\text{C}$	среды		
1	ОГ-6	6	4	100		4	130		273×9	430,0
2	ОГ-12-1А	12	4	130		13	100		273×9	722,0
3	ОГ-24	24	4	150		13	140		273×9	1392,0
4	ОГ-32	32	10	24		2,5	104		426×12	1306,0
5	ОГ-35	35	13	75* 90		13	130* 80		325×8	2036,0
6	ОГ-130	130	2,5	80		10	70		426×12	5683,4
7	ОВ-40	40	1,5	125		23	100		662×6	2390
8	ОВ-140м	140	3	45		23	37		658×8	4075

*В числителе: температура конденсата на входе; в знаменателе — на выходе.

	Стр.
XI. Регенеративные подогреватели	58
1. Типы регенеративных подогревателей	58
2. Подогреватели высокого давления	61
3. Подогреватели низкого давления	78
4. Схемы трубопроводов и арматура регенеративных подог- ревателей	82
5. Автоматические защитные устройства и тепловой контроль регенеративных подогревателей	92
6. Эксплуатация регенеративных подогревателей	99
Литература	99
Перечень рисунков	103

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	4
I. Расчет выбросов тепловых электростанций	6
II. Системы золоулавливания	9
1. Классификация золоуловителей	9
2. Степень очистки золоуловителей	9
3. Сухие инерционные золоуловители	10
4. Мокрые золоуловители	16
III. Электрофильтры	21
1. Основы расчета процесса электрической очистки газов	21
2. Вывод формулы улавливания золы в электрофильтрах	24
IV. Конструкции электрофильтров	25
1. Общее представление о конструкции электрофильтра	25
2. Электрооборудование электрофильтров	27
3. Осадительные и коронирующие электроды	30
4. Системы встряхивания	31
5. Корпус электрофильтра	33
6. Отвод золы	33
V. Подготовка потока, поступающего в электрофильтр	33
1. Предварительная очистка газов до электрофильтра	35
2. Влияние аэродинамических факторов на эффективность золоулавливания	35
VI. Рассеивание вредностей в атмосфере	40
1. Расчет концентрации вредностей на уровне дыхания	40
VII. Железобетонные дымовые трубы	42
1. Фундамент	42
2. Ствол	44
3. Изоляция и футеровка	46
4. Примеры конструкций	47
5. Типоразмеры железобетонных дымовых труб	48
VIII. Многоствольные металлические дымовые трубы	52
IX. Очистка дымовых газов от окислов серы	55
X. Основные задачи в области охраны воздушного бассейна на электростанциях	56